

**Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte
zur Beeinflussung des Lastverlaufs
in der Verteilernetzebene**

Dissertation

**zur Erlangung des akademischen Grades
Doktoringenieur (Dr.-Ing.)**

**vorgelegt der Fakultät für Elektrotechnik und
Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau**

**von Dipl.-Wirtsch.-Ing. Björn Illing
geboren am 05. März 1982 in Leipzig**

**vorgelegt am: 04. Februar 2014
wissenschaftliche Aussprache am: 08. September 2014**

**Gutachter: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
2. Prof. Gert Brunekreeft
3. Dr. Thomas Erge**

Vorwort

Das Fachgebiet der Elektrischen Energieversorgung der Technischen Universität Ilmenau sowie der Institutsteil für Angewandte Systemtechnik des Fraunhofer IOSB beschäftigen sich seit Jahren mit der Thematik der Auswirkungen neuer Technologien und Prozesse auf das Energieversorgungsnetzes. Die Grundidee zu dieser Arbeit wurde dabei im Rahmen des E-Energy-Projektes „eTelligence“ entwickelt. Ausgangspunkt war die Überlegung, dass eine Veränderung des Energieversorgungsnetzes (Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien) eine Veränderung der Bepreisung der Netznutzung mit sich zieht.

Die Dissertation erfolgt am Fachgebiet für Elektrische Energieversorgung unter Leitung von Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann. Ihm gilt der Dank für seine fachliche Unterstützung, die wertvollen Ratschläge sowie sein Ausdauer. Mein Dank gilt weiterhin dem Fraunhofer AST in Person von Dr.-Ing. Peter Bretschneider und Dipl.-Wirtsch.-Inf. Oliver Warweg, welche mir den nötigen Freiraum im Arbeitsalltag geschaffen haben, um eine solche Arbeit zu erstellen. Ihre Anregungen und Kritikpunkte haben maßgeblich zum Gelingen der Arbeit beigetragen.

Bedanken möchte ich mich ebenfalls bei den Firmen EWE Netz AG und Stadtwerke Ilmenau Netz, durch die ich wichtige Praxisdaten erhalten habe. Meinen Freunden danke ich dafür, dass sie für die nötige Ablenkung gesorgt haben, die zum Schreiben einer solchen Arbeit nötig ist.

Zum Schluss geht mein größter Dank an meine Familie. Neben meiner Mutter danke ich meinem Onkel Prof. Dr. Frank Illing für seine fachliche Unterstützung und Ratschläge. Die Motivation für diese Arbeit war meine Frau Maria, der ich ganz besonders für ihre Inspiration, wertvollen Ratschläge und die äußerst wichtige orthografische Korrektur danke. Ihr und unseren drei Kindern widme ich diese Arbeit.

Kurzfassung

Geprägt durch die Energiepolitik unterliegt der liberalisierte Strommarkt in Deutschland ständigen Veränderungen. So werden z.B. im Rahmen der Energiewende die Ziele der Steigerung der Energieeffizienz, der Senkung der CO₂-Emissionen sowie der Erhöhung des Anteiles der regenerativen Energieerzeugung am Bruttostrombedarf verfolgt. Den Vorteilen einer verbesserten Integration von regenerativer Erzeugung stehen nicht zu vernachlässigende Nachteile wie beispielsweise ein erhöhter Bedarf an Netzkapazitätsmanagement gegenüber. Möglichkeiten zur Realisierung eines Netzkapazitätsmanagement sind u.a. die Leistungsreduktion von Verbrauchern sowie variable Netzentgelte zur Bewirtschaftung knapper Netzkapazitäten. Über beide Ansätze erhält der Verteilernetzbetreiber (VNB) die Möglichkeit der Beeinflussung des Lastverlaufes in seinem Netzgebiet. Die Umsetzung dieser Ansätze wird durch eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik hin zu verursachungsgerechten Netzentgelten erreicht.

In dieser Arbeit werden zwei Berechnungsansätze für Netzentgelte entwickelt. Zum einem sind dies multivariable Netznutzungsentgelte unter Beibehaltung der Komponenten Leistungs- und Arbeitspreis, welche neben den Netzkosten auch netzlastabhängige Faktoren wie die Höhe der dezentralen Einspeisung, zeitliche und geografischen Gegebenheiten sowie Netzkapazitäten berücksichtigen. Zum anderen ist dies die Netzentgelt-Flatrate, welche ein reines Leistungspreismodell darstellt und die Netznutzung über einen monatlichen Festpreis abrechnet. Beide Ansätze sind so gestaltet, dass sie den Kriterien für zukünftige Netznutzungsentgelte, welche als Teil der Arbeit bestimmt werden, entsprechen. Anhand einer Fallstudie werden die Auswirkungen der entwickelten Netzentgeltsystematiken auf den Lastfluss in der Niederspannungsebene simuliert. Dazu wird das Verbrauchsverhalten mit Hilfe von Kundenverhaltensmodellen abgebildet und die Ergebnisse auf das Referenznetzgebietes der Fallstudie skaliert. Der resultierende Lastverlauf wird auf Effekte hinsichtlich der Spitzenlastreduktion sowie der Integration von Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung untersucht. Zusätzlich wird die kombinierte Wirkung von Netzentgelt und Stromtarif bezüglich der genannten Untersuchungsparameter bewertet. Abschließend erfolgt eine Auseinandersetzung mit der Problematik der Umsetzung von Netzentgelten im Spannungsfeld von Politik, Rechtsprechung und Netzbetriebsführung.

Als Ergebnisse der Arbeit stehen auf der einen Seite zwei Berechnungsmethoden für Netzbetreiber zur Ermittlung der Netzentgelte. Die multivariablen Netzentgelte basieren auf dem aktuellen Berechnungsschema, gewichten dabei Arbeits- und Leistungspreis anhand von zeitlichen, örtlichen und lastbezogenen Abhängigkeiten. Die Netzentgelt-Flatrate definiert verschiedene Leistungsbänder, welche der Netznutzer wählen kann und wodurch er eine Begrenzung der Leistungsentnahme erfährt. Die Anwendung der Verfahren führt zu Lastreduktionen und -verschiebungen auf Seiten der Netznutzer. Auf der anderen Seite

werden Ergebnisse erzielt, die belegen, dass über die Anreizsteuerung netzoptimales Verbrauchsverhalten gefördert werden kann. Beide Ansätze besitzen Potenzial zur Reduzierung der Spitzenleistungen im Netz, ermöglichen jedoch keine simultane Umsetzung differenzierter Ziele. Im Zusammenspiel mit variablen Stromtarifen treten die oben genannten Effekte in abgeschwächter Form auf.

Übergreifend lässt sich festhalten, dass unter Aufteilung der Zuständigkeiten – der Lieferant beeinflusst den Energieverbrauch, der Netzbetreiber die Leistungsentnahme – die neuen Netzentgeltansätze als Steuerungsinstrument des Netzbetreibers zur Beeinflussung des Lastverlaufes geeignet sind.

Abstract

Dominated by the energy policy the decentralized German energy market is changing. One mature target of the government is to increase the contribution of renewable generation to the gross electricity consumption. In order to achieve this target disadvantages like an increased need for capacity management occurs. Load reduction and variable grid fees offer the grid operator solutions to realize capacity management by influencing the load profile. The evolution of the current grid fees towards more causality is required to adapt these approaches.

Two calculation approaches are developed in this assignment. On the one hand multivariable grid fees keeping the current components demand and energy charge. Additional to the grid costs grid load dependent parameters like the amount of decentralized feed-ins, time and local circumstances as well as grid capacities are considered. On the other hand the grid fee flat-rate which represents a demand based model on a monthly level. Both approaches are designed to meet the criteria for future grid fees. By means of a case study the effects of the grid fees on the load profile at the low voltage grid is simulated. Thereby the consumption is represented by different behaviour models and the results are scaled at the benchmark grid area. The resulting load curve is analyzed concerning the effects of peak load reduction as well as the integration of renewable energy sources. Additionally the combined effect of grid fees and electricity tariffs is evaluated. Finally the work discusses the launching of grid fees in the tense atmosphere of politics, legislation and grid operation.

Results of this work are two calculation approaches designed for grid operators to define the grid fees. Multivariable grid fees are based on the current calculation scheme. Hereby demand and energy charges are weighted by time, locational and load related dependencies. The grid fee flat-rate defines a limitation in demand extraction. Different demand levels can be chosen by the grid user. The use of these models leads to load reduction as well as load shifting. Achieved results confirm the possibility to force grid optimized behaviour by economic incentives. Both approaches offer potential to reduce peak load but not to achieve different targets simultaneously. In combination with electricity tariffs these effects are weakened.

The concluding outcome states that, assuming the supplier is responsible for controlling energy and the grid operator for demand, the new grid fee approaches are an appropriate tool for the grid operator to influence the load curve within his grid area.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	2
Kurzfassung	3
Abstract	5
Inhaltsverzeichnis	6
1 Einleitung	9
1.1 Motivation	9
1.2 Vorgehensmodell.....	10
1.3 Abgrenzung zu bestehenden Arbeiten.....	12
1.3.1 Ausgestaltung von Tarifen für elektrische Energie	12
1.3.2 Ausgestaltung von Netztarifen	14
1.3.3 Auswirkung auf Lastverhalten.....	15
1.4 Ziel und Aufbau der Arbeit	16
2 Netznutzung und ihre Bepreisung	19
2.1 Berechnungsverfahren für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten	19
2.1.1 Netzentgelte	19
2.1.2 Das aktuelle Verfahren	20
2.1.3 Grenzen des aktuellen Verfahrens.....	25
2.1.4 Vergleich Berechnungsverfahren auf internationaler Ebene	26
2.2 Weitere Ansätze zur Berechnung von Energiepreisen und Netznutzung	30
2.2.1 Verursachungsprinzip	30
2.2.2 Leistungspreisorientierung.....	32
2.2.3 Ansätze zur Bepreisung von Netznutzung	37
2.3 Zusammenfassung und Ableitung der Kriterien für Netzentgelte	45
3 Berechnungsansätze für Netzentgelte	48
3.1 Referenznetzbetreiber	48
3.2 Multivariable Netznutzungsentgelte	50
3.2.1 Auswahl des Ansatzes und Umsetzung der Ziele des Netzbetreibers.....	50
3.2.2 Ansatzpunkte des Berechnungsverfahrens.....	51
3.2.3 Methodologie des Ansatzes.....	52
3.2.4 Umsetzung des Ansatzes	63
3.3 Flatrate-Bepreisung der Netznutzung	68
3.3.1 Auswahl des Ansatzes und Umsetzung der Ziele des Netzbetreibers.....	69

3.3.2	Methodologie des Ansatzes.....	69
3.3.3	Umsetzung des Ansatzes	74
3.4	Validierung	80
3.4.1	Auswertung multivariabler Ansatz.....	80
3.4.2	Auswertung des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung	85
3.5	Zusammenfassung und Vergleich beider Ansätze	89
4	Numerische Fallstudie	92
4.1	Einfluss auf das Verbrauchsverhalten der Netznutzer.....	93
4.1.1	Modell zur Abbildung des Kundenverhalten.....	93
4.1.2	Anwendung des Kundenmodells auf multivariable Netznutzungsentgelte.....	95
4.1.3	Abbildung des Verbrauchsverhaltens bei Flatrate-Bepreisung.....	98
4.2	Einfluss auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz.....	100
4.2.1	Empirische Darstellung des multivariablen Ansatzes	101
4.2.2	Empirische Darstellung des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung.....	107
4.2.3	Sensitivitätsanalyse	113
4.3	Wechselwirkung zwischen Netzentgelten und Stromtarifen	120
4.3.1	Empirische Darstellung anhand des multivariablen Ansatzes	121
4.3.2	Empirische Darstellung anhand des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung	128
4.3.3	Sensitivitätsanalyse	134
4.4	Zusammenfassung und Vergleich des Potenzials beider Ansätze	136
5	Rahmenbedingungen der Umsetzung	139
5.1	Umsetzung der Modelle – Marktpartner.....	139
5.1.1	Allgemeine Gedanken zur Umsetzung.....	139
5.1.2	Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen: multivariable NE.....	141
5.1.3	Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen: NE-Flatrate	142
5.2	Anpassung des rechtlichen Rahmens.....	145
5.3	Zusammenfassung	148
6	Kernaussagen und Ausblick.....	150
6.1	Kernaussagen der Arbeit	150
6.2	Ausblick für zukünftige Forschungsarbeiten.....	154
7	Literaturverzeichnis	156
Anhang	163
Anhang A:	Gleichzeitigkeitsfunktionen	163
Anhang B:	Liste der Netzbetreiber	163

Anhang C: Umsetzung des Berechnungsmodells multivariable Netzentgelte	168
Anhang D: Die Umsetzung des Kundenmodells für Netznutzungsentgelte.....	169
Anhang E: Verlauf Einspeisung Photovoltaikanlagen	174
Anhang F: Verlauf Leistungsänderung Stromtarif und Netzentgelte	176
Abbildungsverzeichnis.....	183
Tabellenverzeichnis.....	185
Abkürzungen und Formelzeichen.....	187
Formeln	191
Erklärung.....	192

1 Einleitung

1.1 Motivation

Geprägt durch die Energiepolitik unterliegt der liberalisierte Strommarkt in Deutschland ständigen Veränderungen. Dabei verfolgt die Bundesregierung in Anlehnung an das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) drei Hauptziele – Wirtschaftlichkeit, Versorgungszuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit. Einher gehen diese Ziele mit der Steigerung der Energieeffizienz, der Senkung der CO₂-Emissionen sowie der Erhöhung des Anteiles der regenerativen Energieerzeugung am Bruttostrombedarf. Als Lösung dieser Probleme fällt häufig das Schlagwort Smart Grids, welches durch die Europäische Union geprägt wurde. Dieses soll die Integration der Erneuerbaren Energie in das Energieversorgungsnetz und den Energiemarkt vorantreiben und gleichzeitig den Netzausbaubedarf verringern, indem das bestehende Energieversorgungsnetz um informations- und regeltechnische Komponenten erweitert wird [1]. Dabei umfasst das Smart Grid die Verteilernetzebene (Nieder- und Mittelspannungsebene), da hier im Gegensatz zur Übertragungsnetzebene noch ein erhöhter Bedarf an Automatisierung besteht.

Den Vorteilen einer verbesserten Integration von regenerativer Erzeugung, z.B. Minimierung des CO₂-Ausstoßes und zunehmender Versorgungsautarkie, stehen nicht zu vernachlässigende Nachteile, bspw. eine zunehmende punktuelle Belastung der Versorgungsnetze und ein erhöhter Bedarf an Netzkapazitätsmanagement, gegenüber. Ein Netzkapazitätsmanagement kann u.a. über folgende Ansätze realisiert werden:

- Maßnahmen des Netzbetreibers zur Abschaltung oder Lastreduktion von Erzeugern und Verbrauchern,
- Vertragliche Vereinbarungen zur Abschaltung oder Leistungsreduktion von Verbrauchern und Endgeräten,
- Variable Netzentgelte zur Bewirtschaftung knapper Netzkapazitäten. [1]

Neben der Bundesnetzagentur (BNetzA) sieht auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und die Europäische Kommission in den Netzentgelten eine Möglichkeit über finanzielle Anreize eine Beeinflussung des Netznutzerverhaltens mit netzentlastender Wirkung zu erzielen [2] [3]. Dies erfordert eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik unter dem Fokus des Verursacherprinzips [2]. Die Europäische Kommission fordert des Weiteren das Netzentgelte dem Netzbetreiber eine Möglichkeit bieten sollen den Lastverlauf in seinem Netzgebiet, in Bezug auf Lastverlagerung, Nachfrageverringern und Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, zu beeinflussen [3].

Unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen besteht die Möglichkeit über die markt- und netzbezogenen Maßnahmen gemäß EnWG im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherung oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes die Einspeisung bzw. die Last anzupassen [4]. Zusätzlich besteht die Möglichkeit der Beherrschung des veränderten Lastverlaufes durch den Ausbau der Netzinfrastruktur, was mit einer Erhöhung der Netzkosten einhergeht. Dies senkt die Effizienz und somit die Wettbewerbsfähigkeit des VNB im Rahmen der Anreizregulierung [4]. Daher bietet die o.g. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik hin zu verursachungsgerechten Netzentgelten, welche dem Netznutzer Anreize zur Änderung seines Verhaltens bieten, eine Lösung des Problems. Ein direkter Eingriff in die Lastflüsse ist hierdurch nicht mehr erforderlich. Grundsätzlich lassen sich zwei Tendenzen aufzeigen.

- Zum einen sind dies variable Netznutzungsentgelte unter Beibehaltung der Komponenten Leistungs- und Arbeitspreis, welche neben den Netzkosten auch netzlastabhängige Faktoren wie die Höhe der dezentralen Einspeisung, zeitliche und geografischen Gegebenheiten sowie Netzkapazitäten berücksichtigen [1].
- Zum anderen ist dies die Abkehr vom klassischen Leistungs- und Arbeitspreismodell hin zum reinen Leistungspreismodell, da die Arbeitsmenge zukünftig stark abnehmen und die Bedeutung der Leistung als steuernde Größe im Smart Grid zunehmen wird [2].

Beide Ansätze verfolgen das Ziel der Beeinflussung des Netznutzerverhaltens. Jedoch sind die Auswirkungen von veränderten Netznutzungsentgelten noch nicht abschätzbar. Daher beantwortet diese Arbeit die Forschungsfrage:

Welche Auswirkungen haben neue Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte auf den Lastverlauf im Verteilernetz?

1.2 Vorgehensmodell

Ausgehend von der o.g. Forschungsfrage leiten sich drei Forschungsschwerpunkte für diese Arbeit ab:

- a) Die Ausgestaltung von Netznutzungsentgelten. Das bedeutet, welche Ziele und Anforderungen werden an zukünftige Netznutzungsentgelte gestellt.
- b) Der Berechnungsansatz. Dies umfasst die mathematische Umsetzung der Ziele und Anforderungen.
- c) Die Auswirkungen auf den Lastverlauf. Hierbei ist zu überprüfen, ob die Ziele und Anforderungen erfüllt werden können.

Die Forschungsschwerpunkte werden mit abgeleiteten Fragestellungen untersetzt, um die Forschungsfrage umfassend zu beantworten. Dabei dienen die Fragestellungen als Grundlage für das Vorgehensmodell dieser Arbeit.

1. Wie sind zukünftige Netznutzungsentgelte zu gestalten?
2. Welche Auswirkungen haben die neuen Berechnungsansätze für Netzentgelte auf deren Höhe und Verlauf?
3. Inwieweit beeinflussen alternative Netzentgelte das Verbrauchsverhalten der Netznutzer?
4. Welche Effekte können auf den Lastverlauf im Verteilernetz im Hinblick auf die Lastreduktion sowie die Integration von Erneuerbaren Energien erzielt werden?
5. Wie ist ein Umsetzungskonzept für den VNB zu gestalten?

Der Ausgangspunkt der Arbeit bilden erstens die Anforderungen und Ziele an eine neue Netzentgeltsystematik, welche sich aus nationalen und europäischen Richtlinien sowie Empfehlungen ergeben (siehe [1] [2] [3]). Zweitens das aktuelle Berechnungsmodell zur Ermittlung von Netzentgelten und deren Schwachstellen (siehe [5] [6]). Und drittens der aktuelle wissenschaftliche Stand zur Umsetzung von Tarifen für leitungsgebundene Medien. Darauf aufbauend werden in dieser Arbeit zwei Berechnungsansätze entwickelt:

- die multivariablen Netznutzungsentgelte (MV) sowie
- die Netzentgelt-Flatrate (FR).

Die Ausgestaltung und Validierung der Ansätze wird anhand eines Referenznetzbetreibers durchgeführt. Die genannten Schritte umfassen die ersten beiden Forschungsschwerpunkte. Forschungsschwerpunkt c) wird anhand eines numerischen Fallbeispiels bearbeitet. Um die Auswirkungen auf den Lastverlauf bestimmen zu können, wird ein schrittweises Vorgehen durchgeführt. Zunächst wird der Einfluss der Netzentgelte auf das Verbrauchsverhalten der Netznutzer bestimmt. Hierzu werden empirische Daten von Haushaltskunden verwendet. Anschließend wird das Verhalten der Netznutzer aufsummiert, um somit den Lastverlauf eines ausgewählten Netzgebietes zu simulieren. Im weiteren wird die Wechselwirkung zwischen den entwickelten Berechnungsansätzen für Netznutzungsentgelte und variablen Stromtarifen betrachtet und die Erreichung der angestrebten Ziele bewertet (die Rückkopplung zu Forschungsschwerpunkt a)). Abschließend werden Handlungsempfehlungen für die Umsetzung der Netzentgeltmodelle sowie für erforderliche Anpassungen der rechtlichen Umgebung abgeleitet. Das resultierende Vorgehensmodell, welches in der Arbeit zur Anwendung kommt, wird in Abbildung 1.1 verdeutlicht.

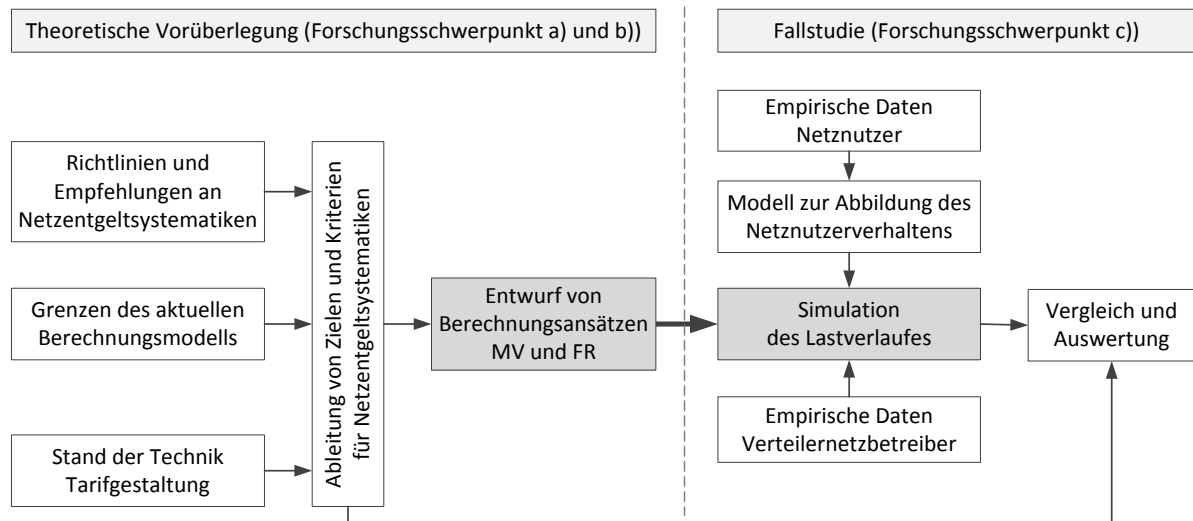


Abbildung 1.1: Vorgehensmodell

1.3 Abgrenzung zu bestehenden Arbeiten

Das Thema der Bepreisung der Netznutzung auf Verteilernetzebene spielt im wissenschaftlichen Umfeld eine untergeordnete Rolle. Daher sind aussagekräftige Arbeiten in diesem Kontext selten. In Abschnitt 1.2 werden die Schwerpunkte dieser Arbeit, welche die Ausgestaltung der Berechnungsansätze für variable Netzentgelte und die Auswirkungen dieser Ansätze auf den Lastverlauf im Verteilernetz sind, aufgeführt. Daher wird sich die Abgrenzung zu bestehenden Arbeiten auf diese zwei Punkte konzentrieren. Die Abgrenzung erfolgt anhand dreier Kategorien:

- Ausgestaltung von Stromtarifen, weil einerseits eine enge Verbindung zwischen Netzentgelten und Stromtarifen besteht und andererseits die Entwicklung neuer Stromtarife aufgrund der gesetzlichen geforderten Einführung (vgl. §40 Abs. 5 EnWG) bereits weiter fortgeschritten ist.
- Untersuchung der Ansätze zur Bepreisung von Netznutzung.
- Methoden und Modelle, welche die Auswirkung von Preisänderung auf die individuellen Lastprofile der Endkunden sowie den Lastverlauf in der Verteilernetzebene beschreiben bzw. simulieren.

1.3.1 Ausgestaltung von Tarifen für elektrische Energie

Variable Stromtarife verfolgen das Ziel über eine indirekte Steuerung (Preisreize) das Verbrauchsverhalten der Endkunden zu beeinflussen. Sie stellen somit Instrumente zur Umsetzung von Demand-Response-Programmen dar [8]. Dabei wird zwischen zeitvariab-

len Tarifen¹, dynamischen Tarifen², lastvariablen³ oder Mengentarifen⁴ unterschieden [8] [9]. In der aktuellen Forschung ist der zeitvariable Tarif der häufigste Untersuchungsgegenstand. Die gebräuchlichste Umsetzung ist der dreistufige Tarif bestehend aus Nieder-, Mittel- und Hochtarif [9] [10]. Aber auch feinere Abstufungen bis zu neun Stufen [11] [12] und individuelle Preisprofile für unterschiedliche Kundengruppen [13] werden untersucht. Die verfolgten Ziele sind bei allen Ansätzen die Lastverlagerung aus den Hochtarif- in die Niedertarifzeiten sowie die Last- und Verbrauchsreduktion. Durch eine möglichst große Preisspreizung (bis zu 30 Ct/kWh) sollen diese Ziele erreicht werden. Die Entwicklung der Tarife, d.h. die Festlegung der Zeitzonen erfolgt zu meist anhand von historischen Lastgangdaten [9]. Vereinzelt werden auch historische Daten der Einspeisung aus Erneuerbaren Energie sowie die Marktpreise verwendet [10]. Bei der Umsetzung wird in statische und dynamische Tarife unterschieden. Statische Tarife werden i.d.R. für einen definierten Zeitraum, meist ein Jahr, fest vorgegeben. Der Kunde kann dadurch seinen Verbrauch besser anpassen, da er keinen ständigen Änderungen der Strompreise ausgesetzt ist. Dynamische Tarife hingegen ändern ihre Tarifstruktur meist täglich, da sie an bestimmte Führungsgrößen wie den Marktpreis oder Lastgangprognosen (Entnahme oder Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen) gekoppelt sind [12] [14]. Da die Reaktion auf sich tägliche ändernde Tarife für den Endkunden zu aufwändig ist, werden hausinterne Energiemanagementsysteme zur automatischen Steuerung der Haushaltsgeräte entsprechend der Tarifsignale eingesetzt [13]. Ergebnisse zur Anwendung von lastvariablen Tarifen [9] sowie Mengentarifen [15] finden sich nur sehr vereinzelt. Die meisten Untersuchungen basieren auf Feldtestversuchen, wobei die Tarifstruktur den lokalen Gegebenheiten der Energieversorgung angepasst ist.

Grundlegende Betrachtungen zur Ausgestaltung von Stromtarifen werden in [16] und [17] abgehandelt. Erstere Untersuchung befasst sich mit den systemtheoretischen Auswirkungen von dynamischen Tarifen auf die individuelle Nutzenfunktion, das Marktgleichgewicht und die Systemstabilität [16]. Die zweite Arbeit beschäftigt sich mit dem Design von dynamischen Tarifen basierend auf einem Optimierungsmodell zur Abbildung des Verbrauchsverhaltens von Haushaltskunden auf Real-Time-Pricing-Signale [17].

¹ Sogenannte Time-of-Use-Tarife (TOU), bei dem der Strompreis in Abhängigkeit der Tageszeit, des Wochentages oder der Jahreszeit variiert. Das Critical Peak Pricing (CPP) enthält neben den zeitabhängigen Tarifstufen auch Zeitfenster, in der Preis sehr viel höher oder niedriger sein kann. [7]

² Beim Real-Time-Pricing (RTP) orientiert sich der Strompreis an Führungsgrößen wie dem Börsenpreis. [7]

³ Lastvariable Tarife zeichnen sich dadurch aus, dass eine Lastschwelle vorgegeben ist, bei deren Überschreitung ein höherer Preis je kWh zu zahlen ist. [8]

⁴ Bei Mengentarif wird eine monatliche Energieschwelle vorgegeben. Bei Unterschreitung des Grenzwertes zahlt man einen geringeren Strompreis bei Überschreiten einen höheren bezogen auf einen Standardstrompreis. [8]

Die Ansätze zur Ausgestaltung von Stromtarifen können auch auf Netztarife angewendet werden. In wieweit dies im aktuellen Forschungsumfeld umgesetzt ist wird im folgenden Abschnitt 1.3.2 betrachtet.

1.3.2 Ausgestaltung von Netztarifen

Variable Tarife wie sie in Abschnitt 1.3.1 beschrieben sind, werden als Forschungsgegenstand für die Bepreisung der Netznutzung kaum untersucht. Eine grundsätzliche Abhandlung zur Ausgestaltung von variablen Netztarifen wird in [18] vorgenommen. Fokus der Arbeit ist die Beschreibung einer Vorgehensweise zur Ermittlung von Netztarifen unter Berücksichtigung der Ziele, der Einflussfaktoren und der relevanten Kosten. Jede Kategorie wird detailliert beschrieben und mit einer umfangreichen Auflistung unteretzt. Im Ergebnis wird ein Tarif vorgeschlagen bestehend aus Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis. In Deutschland existiert eine Arbeit, welche sich mit den Zielen, dem konkreten Entwurf und der Umsetzung von variablen Netznutzungsentgelten beschäftigt. Die Arbeit verfolgt den Ansatz, dass sich für verschiedene Kundengruppen (Gewerbe und Industrie) eigene Entgeltprofile auf einer Stundenbasis ermitteln lassen [19]. Ziel des Ansatzes ist die Berechnung verursachungsgerechter Netznutzungsentgelte zur Reduktion von Lastspitzen und der Vermeidung von Netzausbau. Erste Feldversuche zu variablen Netztarifen wurden in Schweden zwischen 2005 und 2008 durchgeführt [20]. Hierbei wurde untersucht, welche Auswirkung zeitvariable, leistungsbasierte Netzentgelttarife auf den Typtag-Lastverlauf und die Reduktion der individuellen Spitzenlast aufweisen. Der verwendete Tarif bestand aus einem Grundpreis, welcher abhängig von der Sicherungsgröße des Haushaltes war, und einem Leistungspreis, welcher entsprechend der Jahreszeiten variierte und zu Off-Peakzeiten gleich Null war.

Mehr Anwendung als statisch variable Tarife findet der Ansatz des Locational Marginal Pricing oder Nodal Pricing. Hierbei werden für definierte Orte (Nodal Pricing) oder Gebiete (Zonal Pricing) der Anteil an den Netzkosten des gesamten Netzgebietes ermittelt. Die Netzentgelte werden anhand der Grenzkosten für den betreffenden Netzknoten bzw. die betreffende Zone ermittelt. Einflussparameter auf die Grenzkosten bilden die Netzauslastung, die Entfernung zwischen Erzeugung und Entnahme und der Anteil dezentraler Erzeugung [21]. Vergleichbare Ansätze werden bereits in Brasilien [22] und Großbritannien umgesetzt [23], wobei sowohl die Verbraucher als auch die Erzeuger Netzentgelte zu zahlen haben. Untersuchungen haben jedoch belegt, dass diese langfristige Betrachtung nur zur Berechnung der Netzanschlusskosten aber nicht zur Berechnung der Netznutzungskosten geeignet ist, da lediglich die Netzausbaukosten gedeckt werden [24].

Ein weiterer Ansatz wird in [25] vorgestellt. Dabei wird Abstand von generell gültigen Netzentgelten genommen und vorgeschlagen die Netznutzung über individuelle Verträge zu regeln. Zielgruppe dieser Tarife sind große Netznutzer, deren Verbrauchsverhalten erhebli-

chen Einfluss auf den Lastverlauf im Netzgebiet hat. Dieser Vorschlag lehnt sich stark an die Ausgestaltung von gesonderten Netzentgelten gemäß §19 StromNEV [6] an.

Die bislang beschriebenen Ansätze zur Bepreisung der Netznutzung basieren auf dem Prinzip von Leistungs- und Arbeitspreis. Eine Abkehr von dieser Methodik stellt der finnische Ansatz des festen Leistungsbandes dar [26], wie es auch für die Internetnutzung verwendet wird. Die Studie beschäftigt sich mit theoretischen Betrachtungen zur Ausgestaltung eines solchen Tarifes und analysiert dessen Effizienz.

Die Entwicklung bei der Berechnung von Strom- und Netztarifen vollzieht sich weg von der einheitlichen Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreis hin zu variablen Tarifen und rein leistungsbasierten Ansätzen. Die Unterschiede zu dieser Arbeit bestehen darin, dass

- die bisherigen Ansätze meist nur die Zeit als Parameter für die Variabilität des Tarifs betrachten.
- viele Veröffentlichungen nur theoretische Vorüberlegungen abhandeln - besonders in Bezug auf die reine Leistungsbepreisung.
- detaillierte Berechnungsverfahren fehlen.

Deshalb werden in dieser Arbeit zwei konträre Ansätze entwickelt, mathematisch hinterlegt und verglichen.

- Multivariable Netzentgelte, welche das Leistungs- /Arbeitspreis-Prinzip beibehalten, jedoch in Abhängigkeit der Tages- und Jahreszeit, des Ortes und des Anteils der dezentralen Einspeisung variieren.
- Leistungsbasierter Ansatz der Netzentgelt-Flatrate, welcher ein monatlich festes Leistungsband für einen fixen Preis darstellt.

1.3.3 Auswirkung auf Lastverhalten

Die Auswirkung auf das Lastverhalten kann zum einen anhand von empirischen Daten (Feldversuche) oder zum anderen anhand von Modellen untersucht werden. In einer Vielzahl von Feldversuchen wurden Veränderungen des Lastverhaltens hinsichtlich der Lastverlagerung und Lastreduktion untersucht (vgl. [9] [10] [11] [12] [27]). Dabei standen weniger der zeitliche Verlauf der Last als absolute Werte im Vordergrund. Eine Ausnahme bildete ein Feldversuch in Schweden, in welchem die Abhängigkeit der Typtag-Lastverläufe von variablen, leistungsbasierten Netztarifen untersucht wurde [20]. Einen Überblick über verschiedene Studien zur Verbrauchsreaktion von Endkunden auf variable Tarife wird in [28] gegeben.

Für die Modellierung des Verbrauchs- bzw. Lastverhaltens finden sich in der Literatur zwei Hauptansätze – statische Simulationsmodelle und Optimierungsmodelle. Statische Modelle bedienen sich vermehrt empirischer Daten und bilden den Verbrauch über Wahrscheinlichkeitsverteilungen ab. In [28] wird ein Verfahren beschrieben, in dem die Haushaltsprofile anhand der Wahrscheinlichkeiten der Einsatzzeiten der einzelnen Haushaltsgeräte simuliert werden. Eine Preisänderung führt zu einer Änderung der Wahrscheinlichkeit des Einsatzes und somit zur Veränderung des Lastprofils des Kunden. Eine Modellierung der Lastprofile von Industriekunden auf Basis von historischen Daten wird in [29] vorgestellt. Wobei die historischen Daten bereits die Auswirkung von Änderungen der Lastprofile aufgrund von Preisvolatilitäten beinhalten. Grundlage der Modelle ist die Preiselastizität der Stromnachfrage, d.h. inwieweit passt der Kunde seinen Verbrauch an vorgegebene Preisänderungen an. Eines der meist genutzten Modelle zur Ermittlung des Einflusses von Preisanreizen auf den Verbrauch ist PRISM_Suite des Edison Electric Institute, welches Excel-basiert arbeitet [16] [30]. Aber auch Modelle wie die Constant Elasticity of Substitution, das General Leontief Modell und das Discrete Continuous Choice Modell sind in der Wissenschaft verbreitet [27] [31].

Auf der anderen Seite verwenden neuere Studien vermehrt Optimierungsmodelle zur Abbildung des Verbrauchsverhaltens. In der Schweiz wurde ein Optimierungsmodell für den Energieverbrauch entwickelt [32]. Die Zielfunktion des Modells beschreibt die Maximierung der Nutzenfunktion anhand der Budgetfunktion des Haushaltes. Eine weitere Möglichkeit stellen Agentensysteme dar. Die Veränderung des Verbrauchsverhaltens basiert hierbei nicht nur auf technischen Parametern wie Energiebedarf oder Preishöhe sondern auch auf sozialen Komponenten wie Gewohnheiten, die Reaktion der Nachbarn oder soziale Integration [33]. In [34] wird ein Modell unter Berücksichtigung der Integration von Elektrofahrzeugen beschrieben. Als Ergebnis dieser Studien stehen Verbrauchswerte und keine Lastprofile.

Hier liegt der Ansatz für diese Arbeit. In einem zweistufigen Verfahren werden zunächst die Auswirkungen von variablen Tarifen auf das Verbrauchsverhalten von Haushaltskunden untersucht. Anschließend wird die sich daraus ergebene Veränderung auf das Lastprofil im Verteilernetz untersucht. Die Untersuchung beschränkt sich nicht nur auf einen Tarif sondern vergleicht die Effekte der beiden, in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahren für Netztarife. Zusätzlich wird die Wechselwirkung der Netztarife mit variablen Stromtarifen hinsichtlich der Auswirkungen auf den Lastverlauf analysiert.

1.4 Ziel und Aufbau der Arbeit

In den vorangegangenen Abschnitten wurde erläutert, welche Beweggründe dieser Arbeit zu Grunde liegen, wie die Forschungsschwerpunkte gesetzt sind und wie sich die Arbeit von bestehenden Untersuchungen abhebt. Zusammenfassend lässt sich daraus das Ziel der

Arbeit definieren, welches darin besteht neue Berechnungsansätze für die Bepreisung der Netznutzung zu entwickeln, um den Anforderungen eines Smart Grids aus Sicht des Verteilernetzbetreibers zu entsprechen. Die entwickelten Verfahren sollen auf ihre Auswirkung auf den Lastverlauf im Verteilernetz untersucht werden. Dazu weist die Arbeit die, in Abbildung 1.2 dargestellte Struktur, auf.

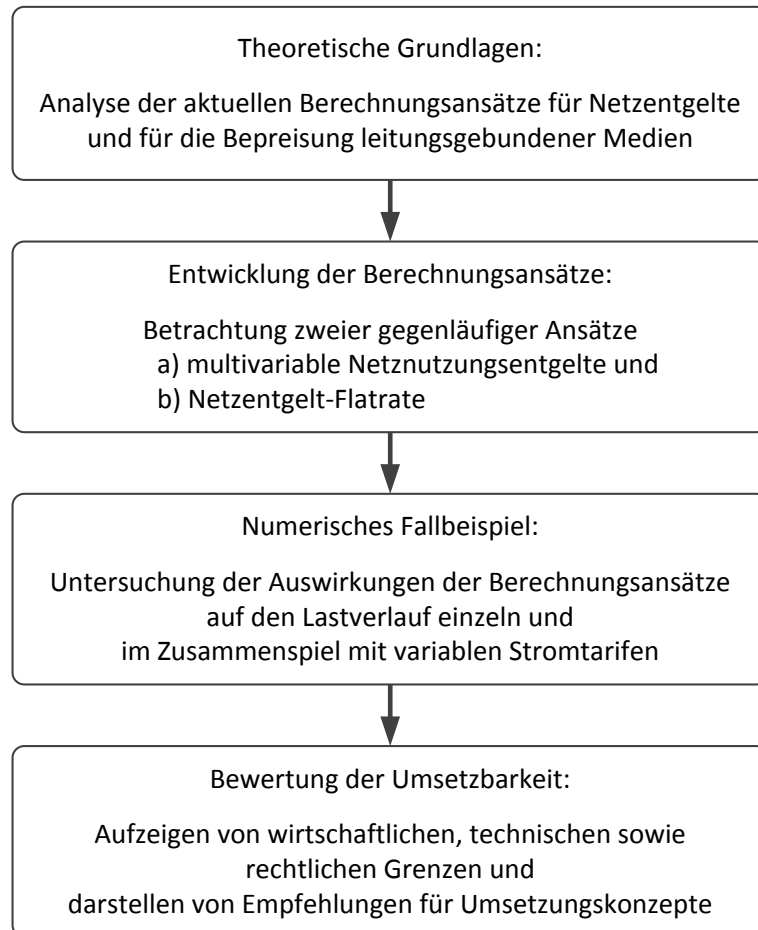


Abbildung 1.2: Struktur der Arbeit

Bevor in Kapitel 2 eine detaillierte Auseinandersetzung mit dem aktuellen Stand des Wissens zum Thema Bepreisung von leitungsgebundenen Medien folgt, gibt Kapitel 1 eine Einführung in die Thematik der Arbeit. Kapitel 2 analysiert bestehende Ansätze, um Kriterien für neue Berechnungsansätze zu identifizieren. Die Entwicklung der Ansätze - multivariable Netznutzungsentgelte und Netzentgelt-Flatrate – erfolgt in Kapitel 3. Neben der Methodologie der Ansätze wird die Ausgestaltung der Ansätze und deren Validierung anhand eines Referenznetzbetreibers beschrieben. Die Effekte der Ansätze auf den Lastverlauf im Verteilernetz werden anhand eines numerischen Fallbeispiels für die Niederspannungsebene in Kapitel 4 aufgezeigt. Dabei werden einerseits die Netzentgelte unabhängig betrachtet und andererseits in Wechselwirkung mit einer exemplarischen variablen Stromtarif. Das Ergebnis dieses Kapitels ist die Abschätzung und der Vergleich des Potenzials der

Ansätze hinsichtlich der Anforderungen des Smart Grids. Die Rahmenbedingungen der Umsetzung der Ansätze werden in Kapitel 5 erläutert, wobei auf die wirtschaftliche, technische und rechtliche Umgebung eingegangen wird. Den Abschluss der Arbeit bildet Kapitel 6, welches die Inhalte prägnant zusammenfasst und weiterführende Fragestellungen aufwirft.

2 Netznutzung und ihre Bepreisung

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über bestehende Ansätze zur Bepreisung der Netznutzung. Der Fokus liegt zum einen auf dem aktuellen Verfahren im deutschen Energieversorgungssystem und zum anderen auf der Analyse von Alternativansätzen im Bereich der Netznutzung für Elektrizität und weiterer leitungsgebundener Medien. Dabei sind Kriterien zu identifizieren, welche die Netznutzungsentgelte an die zukünftige Ausprägung des Energieversorgungssystems anpasst.

2.1 Berechnungsverfahren für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten

Ein Einstieg in die Thematik der Bepreisung der Netznutzungsentgelt wird in den folgenden Abschnitten gegeben. Dazu wird zunächst der Begriff „Netzentgelte“ erläutert. Anschließend wird das deutsche Berechnungsverfahren beschrieben und dessen Grenzen untersucht. Zum Schluss erfolgt eine Auflistung verschiedenen Verfahren auf europäischer Ebene.

2.1.1 Netzentgelte

Mit der Entrichtung des Netzentgeltes wird die Nutzung der Spannungsebenen des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorgelagerter Netz- und Umspannebenen abgegolten (§3 Abs.2 StromNEV). Neben diesen Netznutzungsentgelten werden Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung und die Abrechnung erhoben. [5]

Die Netznutzungsentgelte werden für jede Spannungs- bzw. Umspannebene separat berechnet. Die Berechnungsvorschriften sind Abschnitt 2.1.2 zu entnehmen. Entsprechend der Hierarchie des deutschen Energieversorgungsnetzes ergeben sich Entgelte für die Spannungsebenen der Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie für die Umspannebenen Höchst-/Hochspannung, Hoch-/Mittelspannung und Mittel-/Niederspannung. Ausgenommen von Privathaushalten und Kleingewerben auf der Niederspannungsebene werden alle Netznutzer über eine Leistungsmessung abgerechnet. Für diese Kunden setzen sich die Netznutzungsentgelte aus einem Leistungspreis (in €/kW) und einem Arbeitspreis (in Cent/kWh) zusammen. Das Jahresleistungsentgelt ergibt sich als Produkt aus dem Leistungspreis und der Jahreshöchstlast. Das Arbeitsentgelt berechnet sich aus dem Arbeitspreis multipliziert mit der elektrischen Arbeit des Abrechnungsjahres. Für die Standardlastprofilkunden ohne Leistungsmessung bestimmen sich die Netznutzungsentgelte anhand eines Arbeitspreises und ggf. eines jährlichen Grundpreises. Die Kosten für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb werden für jede Ebene anhand eines Grundpreises ange-

setzt. Dabei ist auf Niederspannungsebene zwischen leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Netznutzern⁵ zu unterscheiden. [5]

Die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen wird über ein weiteres Entgelt vergütet, über das Entgelt für dezentrale Einspeisung. Unter der Annahme, dass ein Netzbetreiber die elektrische Energie über das vorgelagerte Netz bezieht, tragen dezentrale Einspeisungen zu einer Verringerung dieses Bezuges bei. Der Netzbetreiber vermeidet dadurch Netznutzungsentgelte, welche den dezentralen Einspeisern zustehen. Diese Regelung findet keine Anwendung für Anlagen, die über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (§4 Abs.3 Satz 1 KWKG)⁶ vergütet werden. [35]

Da sich diese Arbeit mit dem Einfluss auf den Lastverlauf in den Netzebenen befasst, werden nur die reinen Netznutzungsentgelte untersucht.

2.1.2 Das aktuelle Verfahren

Die gesetzliche Festlegung der Methode zur Ermittlung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, kurz Netzentgelte, werden in der Stromnetzentgeltverordnung getroffen. Das praktische Vorgehen wird in den Dokumenten „Verbändevereinbarung II+“ und dem „Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten“ erläutert [36] [6]. Im Folgenden wird dieses Berechnungsschema, welches sich auf den regulatorischen Stand von 2013 bezieht, erläutert.

Grundlage der Berechnung sind die Netzkosten, die sich aus den bilanziellen und kalkulatorischen Kosten eines Unternehmens bezüglich des Netzbetriebes zusammensetzen. Die bilanziellen Kosten, oder auch aufwandsgleiche Kosten (§5 StromNEV) genannt, sind der Gewinn- und Verlustrechnung für die Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung zu entnehmen. Sie umfassen die Positionen Materialkosten, Personalkosten, Fremdkapitalzinsen, betriebliche Steuern, sonstige Kosten und kostenmindernde Erlöse. Die kalkulatorischen Kosten setzen sich aus den kalkulatorischen Abschreibungen (§6 StromNEV) der Anlagegüter des Netzbetreibers wie Transformatoren, Kabel und Freileitungen zusammen. Mit Hilfe der kalkulatorischen Abschreibungen lässt sich das kalkulatorische Eigenkapital und somit die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§7 StromNEV) berechnen. Für das detaillierte Vorgehen bei der Berechnung dieser Kostenpositionen sei auf den „Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten“ hingewiesen. Als weitere Positionen sind die kalkulatorischen Steuern (§8 StromNEV), d.h. im Sinne der Verordnung die Gewerbesteuer, und die kalkulatorischen kostenmindernden Erlöse und Erträge (§9 StromNEV) zu nennen. Zusätzlich zu den genannten Positionen können die Netzverluste bei der Ermittlung der Netzkosten berücksichtigt werden. [5]

⁵ Für Entnahmestellen mit einem Jahresenergieverbrauch kleiner 100.000 kWh ist keine Leistungsmessung erforderlich [63].

⁶ Nur wenn in der Vergütung schon vermiedene Netznutzungsentgelte enthalten sind.

Die Netzkosten werden nach direkten und indirekten Netzkosten unterschieden. Über eine Kostenstellenrechnung werden diese Kosten verursachungsgerecht den Kostenstellen direkt oder indirekt über einen Verteilungsschlüssel zugeordnet. Folgende Hauptkostenstellen sind gemäß StromNEV definiert:

- Systemdienstleistungen,
- Höchstspannungsebene,
- Umspannung Höchst-/ Hochspannungsebene,
- Hochspannungsebene,
- Umspannung Hoch-/ Mittelspannungsebene,
- Mittelspannungsebene,
- Umspannung Mittel-/ Niederspannungsebene,
- Niederspannungsebene,
- Hausanschlussleitungen und Hausanschlüsse,
- Messstellenbetrieb,
- Messung,
- Abrechnung.

Die Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen“ teilt sich in die Nebenkostenstellen „Regelenergie“ und „Systemführung“. Die Kosten für Regelenergie umfassen die Kosten für Primärregelleistung und –arbeit sowie für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Die Kosten für die Systemführung enthalten die Kosten für die Betriebsführung der Regelzone. Die Hauptkostenstellen Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung unterteilen sich jeweils auf Nebenkostenstellen der einzelnen Spannungs- und Umspannebenen. Über eine Kostenträgerrechnung werden die Kosten der Kostenstellen unter Anwendung der Kostenwälzung auf Kostenträger aufgeteilt, welche die Grundlage für die Netzentgelte bilden. Kostenträger stellen die einzelnen Spannungs- und Umspannebenen von Höchstspannung bis Niederspannung sowie der Messstellenbetrieb, die Messung und Abrechnung dar. Die Kostenstelle „Systemdienstleistungen“ geht in den Kostenträger „Höchstspannungsebene“ ein. [5] Eine grafische Darstellung des Sachverhalts ist Abbildung 2.1 zu entnehmen.

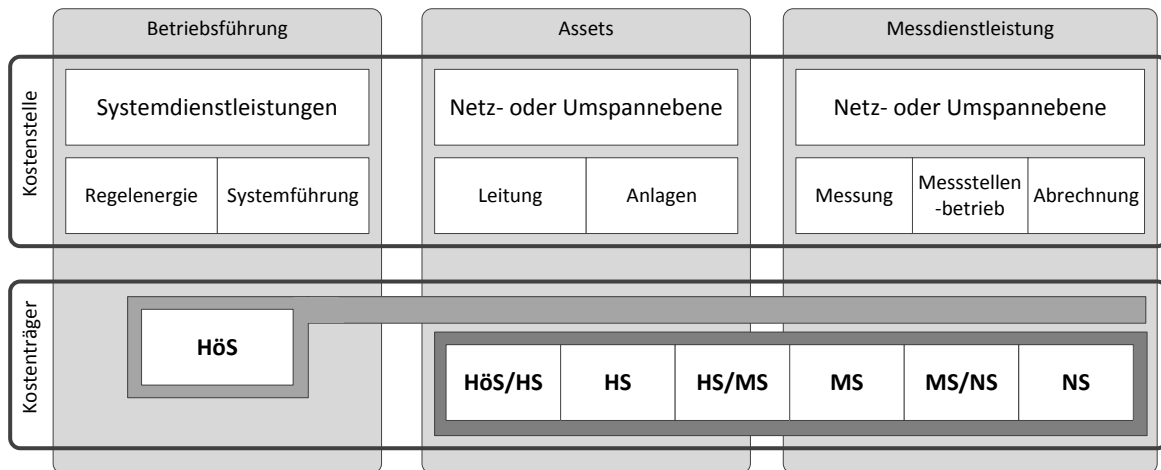


Abbildung 2.1: Kostenstellenzuordnung

Unter Verwendung der zeitgleichen Jahreshöchstlast werden die spezifischen Jahreskosten, auch Briefmarke genannt, der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene ermittelt. Die zeitgleiche Jahreshöchstlast ist definiert als höchste zeitgleiche Summe der Leistungswerte einer Anzahl von Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene oder einer Anzahl von Einspeisungen in eine Netz- oder Umspannebene im Verlauf eines Jahres. Die spezifischen Jahreskosten einer Ebene ergeben sich aus der Division der Kosten der Kostenträger K_e durch die Jahreshöchstlast der Ebene $P_{max,e}$.

Um den Anteil der vorgelagerten Ebenen an den Kosten der betrachteten Ebene zu berücksichtigen, wird das Kostenwälzungsverfahren verwendet. Dabei werden, beginnend mit der höchsten Spannungsebene, die spezifischen Jahreskosten der betrachteten Ebene anhand des Gleichzeitigkeitsfaktors auf die nachgelagerte Ebene gewälzt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt die Durchmischung der betrachteten Ebene mit anderen Netzbereichen bzw. Entnahmestellen (ebenen-übergreifende Betrachtung). Er wird ermittelt anhand der von der vorgelagerten Netzebene bezogenen höchsten Leistung den Anteil der Jahreshöchstlast der betrachteten Ebene an der Jahreshöchstlast der vorgelagerten Ebene ermittelt. Die spezifischen Gesamtjahreskosten ergeben sich somit aus den spezifischen Jahreskosten der betrachteten Ebene zuzüglich der gewälzten Kosten der vorgelagerten Ebene.

Auf Grundlage der spezifischen Jahreskosten werden die Netzentgelte, unterschieden in Leistungspreis und Arbeitspreis, ermittelt. Dazu werden Gleichzeitigkeitsfunktionen herangezogen. Die Gleichzeitigkeitsfunktionen beschreiben die Durchmischung der einzelnen zeitungleichen Einzelhöchstleistungen der Endverbraucher einer Ebene bezüglich der Jahreshöchstlast dieser Ebene (ebenen-interne Betrachtung). Sie ermöglichen eine kostenverursachende Zuordnung zwischen der Jahreshöchstlast und der Summe der Einzelhöchstleistung, die zeitungleich auftreten [36]. Es werden zwei Gleichzeitigkeitsgeraden in Abhängigkeit der Jahresbenutzungsdauer verwendet, welche für jeden Netzbereich

empirisch ermittelt werden (vgl. Abbildung 2.2). Eine für den Bereich 0 bis 2.500 Benutzungsstunden und die andere für den Bereich 2.500 bis 8.760 Benutzungsstunden⁷. Der Leistungspreis ergibt sich aus der Multiplikation des Schnittpunktes der Gleichzeitigkeitsfunktion auf der y-Achse mit den spezifischen Jahreskosten und wird in €/kW angegeben. Der Arbeitspreis bestimmt sich durch die Multiplikation des Anstieges der Gleichzeitigkeitsfunktion mit den spezifischen Jahreskosten und wird in Cent/kWh angegeben. Die entsprechende Funktion wird aufgrund der individuellen Jahresbenutzungsdauer des Netznutzers gewählt.

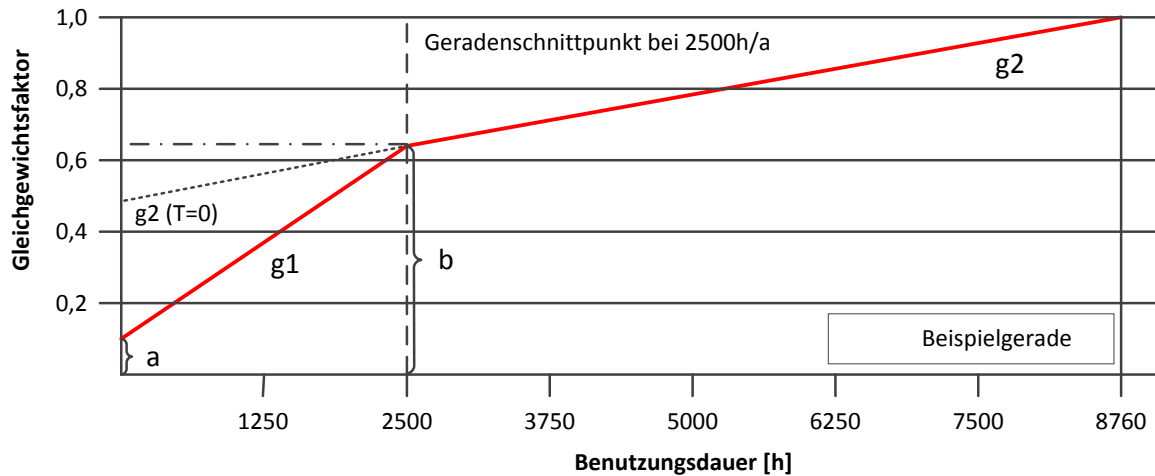


Abbildung 2.2: Darstellung der Gleichzeitigkeitsfunktionen (angelehnt an [6])

Im Bereich der Haushalts- und Gewerbekunden wird keine Lastgangmessung vorgenommen. Daher ist eine Aufteilung der Netzentgelte nach Leistungs- und Arbeitspreis nicht anwendbar. Für diese Verbrauchergruppe wird ein Arbeitspreis AP_{σ} ermittelt, der sich aus dem Leistungs- und Arbeitspreis für Netznutzer mit Lastgangmessung im Niederspannungsnetz ableitet.

$$AP_{\sigma} = \frac{LP_{NS} \times 100}{T_{\sigma}} + AP_{NS} \quad (2.1)$$

mit LP_{NS} = Leistungspreis der Niederspannungsebene,

AP_{NS} = Arbeitspreis der Niederspannungsebene,

T_{σ} = Benutzungsstunden.

⁷ Geraden sind so zu wählen, dass gilt: $P_{Netz}^{max} = \sum_i P_i^{max} \times g_i$. Für weitere Details siehe Anhang A: Gleichzeitigkeitsfunktionen.

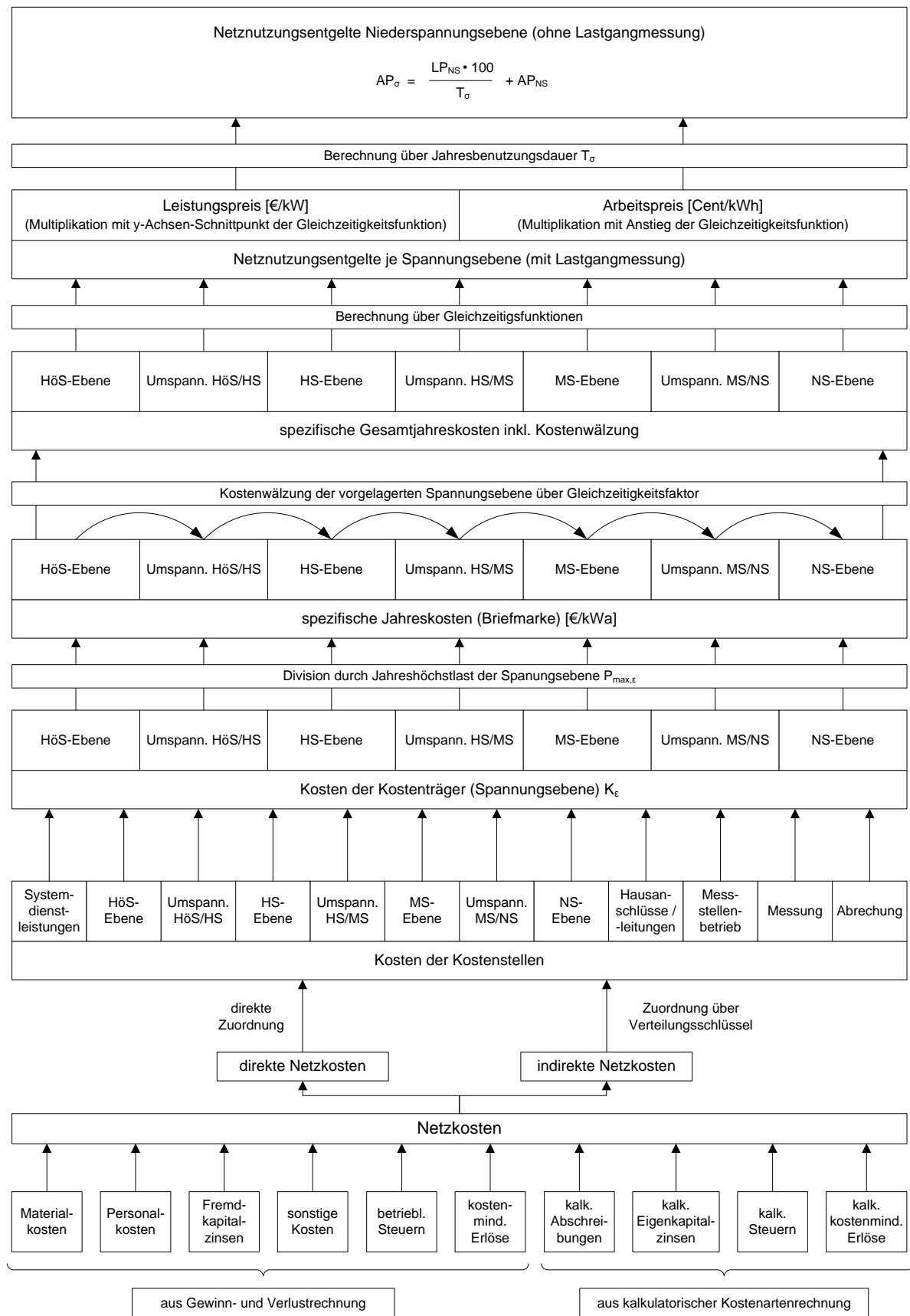


Abbildung 2.3: Berechnungsschema Netznutzungsentgelte

Das aktuelle Berechnungsverfahren basiert auf dem Prinzip der Transaktions- und Entfernungsunabhängigkeit, d.h. das Netznutzungsentgelt bestimmt sich unabhängig vom Ort der Einspeisung und der Entnahme und der Höhe der entnommenen Energie. Entscheidend für die Höhe des Arbeits- und Leistungspreises ist die Netzebene der Entnahme. Diese Annahmen zeigen u.a. die Grenzen des Verfahrens auf und bilden somit einen Ansatzpunkt für neue Berechnungsverfahren.

2.1.3 Grenzen des aktuellen Verfahrens

Das aktuelle Berechnungsmodell wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben hat einzig den Zweck die Netzkosten zu decken. Eine Beeinflussung des Lastverhaltens wird nicht erreicht, da es sich bei den Netznutzungsentgelten um statische, einheitliche Tarife handelt, welche unabhängig von Ort, Zeit und Netzauslastung ermittelt werden. Entscheidende Einflussfaktoren sind die Netzkosten und die Jahreshöchstlast je Spannungsebene. Die Ausgestaltung der Netzentgelte bildet somit keinen Ansatz zur Verlagerung in Zeiten geringerer Netzauslastung. Die Möglichkeit dadurch Netzverluste zu vermeiden und damit die Netzentgelte zu reduzieren wird nicht berücksichtigt [18]. Weiterhin bietet der Ansatz keine Anreize zur spontanen Verbrauchsänderung, um Netzengpässe zu vermeiden, da sich die Höhe der Netzentgelte aufgrund der Jahreshöchstlast ermittelt, welche erst zu Jahresende abgerechnet wird. Der Netzbetreiber kann somit keinen Einfluss auf das Verhalten der Netznutzer und somit auf den Lastverlauf in seinem Netzgebiet nehmen. Der Netzausbau stellt den einzigen Stellhebel dar. Das Verfahren widerstrebt dem Kostenverursachungsprinzip, wonach jeder Netznutzer entsprechend seines Beitrages an den Netzkosten, d.h. seines individuellen Beitrages zur Netzbelastung, abgerechnet wird. Neue Berechnungsansätze sollten das Verursachungsprinzip berücksichtigen [2]. Die Auslastung des Netzes sollte dabei als Einflussparameter für die Höhe der Netzentgelte berücksichtigt werden [1]. Das aktuelle Verfahren beschränkt sich auf die Abrechnung der Verbraucher. Die Zunahme an Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen erhöht die Netzkosten, da diese Anlagen angeschlossen und das Netz entsprechend ausgebaut werden muss. Daher stellt die Berücksichtigung der Erzeuger für die Abrechnung der Netzentgelte eine Möglichkeit dar, dem Verursachungsprinzip Rechnung zu tragen.

Die heutigen Netzentgelte sind arbeitspreislástig, d.h. die Netzkosten sollen vorwiegend über den Arbeitspreis gedeckt werden. Dies trifft vor allem auf die Niederspannungsebene zu. Die zunehmende Installation von dezentralen Erzeugungsanlagen und der damit steigende Eigenverbrauch von Energie führen dazu, dass die Abnahme von Energie aus dem Energieversorgungsnetz sinkt. Daher ist eine Abbildung der Netzkosten über den Arbeitspreis nicht mehr zutreffend [2]. Die Leistung hingegen gewinnt als Kostentreiber im Netz an Bedeutung. Daher führt eine Leistungsbepreisung zu einer besseren Anpassung der Netzentgelte an die Netzkosten in der Niederspannungsebene. Schon heute basiert die

Netzplanung und der Netzausbau auf der zu übertragene Leistung [2]. Durch die Einführung der intelligenten Zähler könnte auch die Abrechnung leistungsbasiert und nicht mehr energiebasiert erfolgen, wenn entsprechende Netzentgeltmodelle implementiert werden.

Die beschriebenen Schwachstellen betreffen das deutsche Berechnungsmodell. Inwieweit Verfahren auf internationaler Ebene die gleiche Ausgestaltung besitzen oder abweichende Strukturen aufweisen, wird im nachfolgenden Abschnitt betrachtet.

2.1.4 Vergleich Berechnungsverfahren auf internationaler Ebene

Mit der Deregulierung der Strommärkte in Europa und der sich ändernden Energieversorgungsstruktur besteht das Erfordernis die Netzentgelte an diese Rahmenbedingungen anzupassen. Hierzu werden in diesem Abschnitt ausgewählte Länder betrachtet und deren Ausgestaltung der Netzentgelte für das Jahr 2013 untersucht.

Bevor die Netzentgelte der Länder kurz vorgestellt werden, erfolgt eine Erläuterung der Tarifkomponenten. Der Leistungspreis rechnet die maximal entnommene Leistung ab und der Arbeitspreis die entnommene Energie innerhalb einer Abrechnungsperiode. Der Grundpreis wird meist zusätzlich zum Arbeitspreis auf der Niederspannungsebene angeboten und stellt einen fixen Betrag dar. Der Festpreis ist ebenfalls ein fester Betrag pro Periode, welcher jedoch abhängig von definierten Größen ist, zu meist von der Größe der elektrischen Sicherung der Entnahmestelle, ist.

Großbritannien

Die Netzentgelte unterscheiden sich nach Nieder- und Hochspannungsebene. Auf der Hochspannungsebene wird eine Grundgebühr, ein Leistungs- und ein Arbeitspreis angeboten. Der Arbeitspreis ist zeitvariable in Bezug auf die Tageszeit und den Wochentag. Die Netzentgelte auf Niederspannungsebene bestehen aus einer Grundgebühr und einen Tag-/Nachtarif für den Arbeitspreis. Zusätzlich werden Netzentgelte für Erzeuger erhoben. [37]

Finnland

Die Netzentgelte Finnlands weisen ein großes Spektrum auf. Es existiert ein allgemeiner Tarif auf Grund- und Arbeitspreis sowie einen zweistufigen zeitvariablen Tarif (Nieder- und Hochtarif). Die Nutzung der Tarife ist abhängig von der Sicherungsgröße. Auf Nieder- und Mittelspannungsebene beinhalten die Netzentgelte die Komponenten Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis, wobei der Arbeitspreis eine Tag- und Nachtkomponente besitzt. [38]

Frankreich

Die Netzentgelte basieren auf Leistungs- und Arbeitspreis. Die Höhe des Arbeitspreises ist abhängig von der Jahreszeit. Auf Niederspannungsebene ist die Höhe der Tarife abhängig von der Anschlussleistung der Entnahmestelle. Der angebotene Tarif basiert auf einem zweistufigen Arbeitspreis (Nieder- und Hochtarif) und einem Leistungspreis. [39]

Irland

Die Netzentgelte in Irland sind ortsabhängig, d.h. sie unterscheiden sich nach städtischen und ländlichen Gebieten. Für Haushaltskunden bestimmen sich die Netzentgelte aus einem Grundpreis und einem zeitvariablen Arbeitspreis (Tag-/Nachttarif). Für Industriekunden erfolgt die Abrechnung über den Leistungspreis. [40]

Italien

In Italien variieren die Netzentgelte nach Spannungsebene. Dabei bilden der Arbeits- und Leistungspreis die Kernkomponenten der Netzentgeltstruktur. Die Einordnung in die Tarifstufen erfolgt in Abhängigkeit der monatlichen Leistungs- und Verbrauchsabnahme. [41]

Niederlande

Die Niederlande nutzen ein einfaches Netzentgeltsystem, welches über alle Spannungsebenen und für alle Netznutzer gleichermaßen gültig ist. Das System basiert auf einem Festpreis in Abhängigkeit der Sicherungsgröße des Anschlusses sowie einer Grundgebühr. [42]

Norwegen

In Norwegen ist ein Netzentgelt gültig, welches die Komponenten Arbeits- und Leistungspreis enthält. Die Höhe des Leistungspreises basiert auf dem Verbrauch zu Peakzeiten der letzten fünf Jahre. Der Arbeitspreis berechnet sich aus dem Börsenpreis multipliziert mit einer Grenzverlustrate des betreffenden Netzknotens, wobei die Grenzverlustrate nach Tag und Nacht bzw. Wochenende getrennt wird. Auf Niederspannung beinhalten die Netzentgelte einen Festpreis (abhängig von Sicherungsgröße) und einen Arbeitspreis. Zusätzlich werden Netzentgelte für Erzeuger erhoben. [43]

Österreich

Österreichs Netzentgelte basieren auf dem Prinzip von Leistungs- und Arbeitspreis. Für Abnehmer auf der Mittel- und Niederspannungsebene variiert der Arbeitspreis zwischen Sommer und Winter sowie zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten. Erzeuger haben ein Netzentgelt für Systemdienstleistungen zu zahlen. [44]

Schweden

In Schweden unterscheiden sich die Netzentgelte nach Hoch- und Niederspannungsebene. Auf der Hochspannung bestehen die Netzentgelte aus Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis. Dabei weist der Leistungspreis zwei Stufen – Peakzeiten und Off-Peakzeiten – auf. Die Höhe ermittelt sich anhand des Durchschnittswertes der drei größten Leistungsspitzen in der jeweiligen Stufe. Die Netznutzer auf Niederspannung zahlen einen Arbeitspreis und einen Festpreis, welcher abhängig von der Absicherung des Anschlusses ist. Zusätzlich wird ein Wohnungstarif angeboten, welcher einen Grundpreis und einen Arbeitspreis beinhaltet. [45]

Schweiz

Die Schweiz weist ein der deutschen Netzentgeltstruktur ähnliches System auf. Dieses besteht aus Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis. Zusätzlich ist ein Netzentgelt für Systemdienstleistungen zu zahlen. [46]

Spanien

Die spanischen Netzentgelte basieren auf Leistungs- und Arbeitspreis. Die Komponenten sind zeitvariabel, d.h. sie unterscheiden sich nach Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit. Auf Niederspannungsebene existieren drei und auf Hochspannungsebene sechs Tarifstufen. [47]

Tschechien

Die Niederspannungsebene ausgenommen, umfassen die Netzentgelte in Tschechien einen Arbeits- und Leistungspreis. Auf Mittelspannungsebene kann der Netznutzer zwischen zwei Modellen unterscheiden. Dabei ist die Einordnung abhängig von der Dauer der maximalen Last innerhalb eines Jahres. Liegt die Dauer unterhalb 300 Stunden pro Jahr kann er entweder anhand des Arbeitspreises oder der Kombination aus Arbeits- und Leistungspreis abgerechnet werden. Wenn die Dauer 300 Stunden überschreitet steht lediglich die Arbeits-/Leistungspreisoption zur Verfügung. Die Tarife auf der Niederspannungsebene staffeln sich nach dem Verbrauch. Je Stufe existieren ein Festpreis (abhängig von der Sicherungsgröße) und ein zeitvariabler Arbeitspreis (Nieder- und Hochtarif). [48]

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Betrachtung der einzelnen Länder ist in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Struktur der Netzentgelte ausgewählter Europäischer Länder

Land	Leistungspreis	Arbeitspreis	Grundpreis	Festpreis	Zeitvariabler Tarif	Netzentgelte für Erzeuger
Deutschland	ja	ja	ja	nein	nein	nein
Großbritannien	ja	ja	ja	nein	Arbeitspreis	ja
Finnland	ja	ja	ja	ja	Arbeitspreis	nein
Frankreich	ja	ja	nein	nein	nein	nein
Irland	ja	ja	ja	nein	Arbeitspreis	nein
Italien	ja	ja	ja	nein	nein	nein
Niederlande	nein	nein	ja	ja	nein	nein
Norwegen	ja	ja	nein	ja	Arbeitspreis	ja
Österreich	ja	ja	nein	nein	Arbeitspreis	ja
Schweden	ja	ja	ja	ja	Leistungspreis	nein
Schweiz	ja	ja	ja	nein	nein	ja
Spanien	ja	ja	nein	nein	Arbeits-/Leistungspreis	nein
Tschechien	ja	ja	nein	ja	Arbeitspreis	nein

Grundsätzlich ist festzustellen, dass sich die Netzentgelte in Deutschland und den ausgewählten Europäischen Ländern abhängig von der Spannungsebene der Entnahme unterscheiden. Das Prinzip der Arbeits- und Leistungspreisorientierung findet fast überall Anwendung, ausgenommen den Niederlanden. Eine vermehrte Leistungsorientierung bei der Bepreisung der Netznutzung ist festzustellen. Gekennzeichnet ist die Tendenz durch die Anwendung eines Festpreises, der entsprechend der abgesicherten Anschlussleistung variiert. Ebenso finden zeitvariable Netztarife, d.h. Arbeitspreise, Anwendung, die unterschiedliche Höhen je Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit aufweisen. Aber auch orts- und verbrauchsabhängige Netzentgelte werden umgesetzt. Die aufgelisteten Netzentgelte sind unabhängig von der Entfernung zwischen Einspeise- und Entnahmestelle, abgesehen von den Ländern Großbritannien und Schweden.

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten die deutsche Netzentgeltsystematik näher erläutert und mit der Umsetzung der Netzentgelte auf Europäischer Ebene vergliche wurde,

erfolgt im nächsten Abschnitt eine Untersuchung alternativer Ansätze zur Berechnung der Netznutzung.

2.2 Weitere Ansätze zur Berechnung von Energiepreisen und Netznutzung

Grundsätzlich lassen sich Tarife zur Berechnung der Netz- bzw. Energienutzung in drei Hauptkategorien einteilen – energiebasierte, leistungsbasierte und fixe Tarife [25]. Energiebasierte Tarife bepreisen den Konsum von Energie und bieten dem Kunden Anreize seinen Verbrauch anzupassen. Jedoch verteilen sie die Netzkosten nicht verursachungsgerecht und lassen nur bedingt eine Vorhersage der Einnahmen für den VNB zu. Eine Spitzenlastreduktion wird nicht erzielt. Dies ist der Fall bei leistungsbasierten Tarifen, weil hier die Spitzenlast innerhalb eines definierten Zeitraumes als Berechnungsgrundlage dient. Leistungsbasierte Tarife verteilen die Netzkosten verursachungsgerechter, weil der Anteil an der Gesamtsitzenlast bepreist wird. Der fixe Tarif oder Festpreis stellt die verständlichste Form für den Netznutzer dar, weil dieser jeden Monat den gleichen Betrag zu zahlen hat [25]. Die Netzkosten werden gleichmäßig auf alle Netznutzer verteilt. Daher sind die Einnahmen für den VNB vorhersagbar.

Um die Netzkosten gerecht auf die Netznutzer zu verteilen ergeben sich für die oben genannten Tarifkategorien zwei Prinzipien für die Gestaltung. Zum einen das Verursachungsprinzip und zum anderen die Leistungsorientierung. Die Verteilungsproblematik unterliegt der Annahme, dass die Summe der Netzkosten konstant bleibt, d.h. die Reduktion der Netzentgelte einer Nutzergruppe wird durch eine Erhöhung der Netzentgelte einer anderen Nutzergruppe kompensiert. Beide genannten Ansätze sowie weitere Tarifalternativen werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

2.2.1 Verursachungsprinzip

Das Verursachungsprinzip basiert auf der Annahme, dass die Netznutzer entsprechend ihres Beitrages auf den Netzkosten abgerechnet werden. Im Zusammenhang mit dem Zubau von fluktuierenden Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen ist festzuhalten, dass diese Anlagen aufgrund ihrer Erfordernis zum Netzausbau zu einer Erhöhung der Netzkosten führen [2]. Energiespeicher hingegen können netzentlastend eingesetzt werden und wirken somit netzkostensenkend. Die derzeitige Aufteilung der Netzkosten anhand der Jahreshöchstlast und der Gleichzeitigkeitsfaktoren stellt keine Verursachungsgerechtigkeit dar, da eine Vielzahl entscheidender Einflussfaktoren auf die Höhe der Netzkosten nicht berücksichtigt werden. Neben der Zeit- und Lastabhängigkeit, welche für Stromtarife bereits eingeführt sind (vgl. Abschnitt 1.3.1) gehören die Zeit- und Saisonabhängigkeit, topologischen Gegebenheiten und der Einfluss regenerativer Einspeiser zu diesen Faktoren.

In [17] wird ein Ansatz, welches diese Multivariabilität vereint theoretisch, diskutiert. Dabei werden zwei Bausteine für die Berechnung von Netznutzungsentgelten im Verteiler-

netz definiert. Zum einen die zulässigen Einnahmen aus den Netzentgelten, um die Netzkosten zu decken. In Deutschland sind die Einnahmen durch die Erlösobergrenze gemäß der Anreizregulierungsverordnung bestimmt [4]. Zum anderen bestimmt die Verteilung der Netzkosten auf die Netznutzer die Netzentgelte. Hier ergibt sich ein Ansatzpunkt für multivariable Netzentgelte. Die Kostenverteilung kann aus ökonomischer oder systemtheoretischer Perspektive angegangen werden. Die ökonomische Sicht beschreibt die Abhängigkeit der Netzentgelte von den Grenzkosten. Wohingegen die Systemtheorie auf die Nutzenfunktion der Teilnehmer abstellt.

Ökonomisch lässt sich zwischen den kurz- und langfristigen Grenzkosten unterscheiden. Kurzfristige Grenzkosten geben die effizientesten Anreize, d.h. sie bestimmen die Preise, um die Netznutzung zu optimieren. Jedoch decken sie keine Fixkosten ab. Netzbetreiber werden langfristig keine Netznutzungsentgelte auf Basis kurzfristiger Grenzkosten erheben, weil sie dadurch unterhalb des Break-Even-Punktes agieren und ihre Gesamtkosten nicht gedeckt sind. Eine Anwendung stellt das bereits erwähnte Location Pricing dar, welches für die Ermittlung von Energiepreisen, aber nur bedingt für die Netznutzung, verwendet werden kann. Es werden keine Anreize für den VNB gesetzt, dass Netz optimal auszulasten, weil hohe Engpässe gleichzeitig zu hohen Knotenpreisen, d.h. hohen Erträgen führt. Wird die Berechnung auf Basis der langfristigen Grenzkosten vollzogen, sind zwar die linearen Fixkosten gedeckt, jedoch nicht die Gesamtkosten. Über langfristige Grenzpreise werden Anreize für die Investitionen in den Netzausbau gesetzt, um den langfristigen Verbrauchsanstieg abzudecken. Da der Netzausbau nicht linear verläuft, existiert auch hier ein Kostenbestandteil der nicht gedeckt werden kann. Für detaillierte Ausführung wird auf [17] verwiesen.

Die systemtheoretische Perspektive betrachtet die Preisermittlung anhand der Spieltheorie und der Nutzenfunktionen. Die Spieltheorie unterliegt der Annahme, dass die Netznutzung ein kooperatives Spiel zwischen den Netznutzern darstellt, in den die Nutzer verhandeln bis eine Übereinstimmung in der Netznutzung erreicht ist. Dabei versucht jeder Netznutzer die Differenz zwischen seiner eigenen Nutzenfunktion und der anteiligen Kostenfunktion zu maximieren, wodurch eine Wohlfahrtsmaximierung erreicht wird. Ein anderer Ansatz basiert auf der Hypothese einer konstanten Nutzenfunktion. Dadurch wird eine Wohlfahrtsmaximierung erreicht, wenn die Kosten des Gesamtsystems minimiert werden. Indem jeder einzelne Netznutzer versucht seinen Kostenanteil an den Gesamtsystemkosten zu minimieren, wird eine Kostenminimierung des Gesamtsystems erzielt. [17]

Für eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten ist eine Gruppierung des Netzes anhand verschiedener Merkmale (Variablen) unabdingbar. Die Netzstruktur lässt sich anhand der Spannungsebenen, der geografischen Lage und der dezentralen Einspeisung, vornehmlich aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, einteilen. Der Tages- und Saisonverlauf gibt Aufschluss über Ähnlichkeiten in den Benutzungsstunden. Eine Einteilung gemäß

der Typtage ist sinnvoll. Gleichwohl ist eine Unterscheidung zwischen verschiedenen Nutzergruppen möglich, um eine verursachungsgerechte Kostenaufteilung zu erreichen. Merkmale dafür sind die Spannungsebene, der Standort, der Energieverbrauch oder das Lastprofil.

Ziel der Kostenverteilung ist eine Generierung von Netznutzungsentgelten, welche die Netzkosten decken. Die Netzkosten setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- Investitionskosten für den Austausch alter Anlagen und den Netzausbau,
- Betriebs- und Instandhaltungskosten,
- Kosten für die Sicherstellung der Versorgungsqualität bezogen auf Versorgungsunterbrechungen und die Einhaltung von Grenzwerten,
- Administrative Kosten bei Anschluss neuer Kunden an das Netz,
- Kosten für Verlustenergie und
- Sonstige Kosten wie Personal- und Sachkosten sowie Steuern.

Die Umsetzung der Netzentgelte kann über unterschiedliche Tarifsysteme erfolgen. Einerseits über die momentan in Deutschland üblichen zweidimensionalen Tarife, welche einen Leistungspreis in Abhängigkeit der Jahreshöchstlast und einen Arbeitspreis abhängig von der Benutzungsdauer enthalten. Andererseits besteht die Möglichkeit eindimensionaler Tarife. Ein Beispiel dafür sind die Netzentgelte für Niederspannungskunden, welche aus einem gemischten Arbeitspreis bestehen, welcher anteilig einen Leistungspreis enthält. Aber auch reine Arbeits- oder Leistungspreise sind umsetzbar. Reine Leistungspreise unterliegen der Annahme, dass die Grenzkosten der Erzeugung gleich Null sind und nur die maximal entnommene Leistung preisbestimmend ist. Die Leistung ist die entscheidende Größe für die Dimensionierung der Netze und somit ausschlaggebend für die Höhe der Netzkosten.

2.2.2 Leistungspreisorientierung

Die Bedeutung der Leistung als Bemessungsgröße für das Energieversorgungsnetz wird zukünftig noch anwachsen, weil durch den zunehmenden Eigenverbrauch aus dezentralen Erzeugungsanlagen die Energieabnahme sinkt und daher die Netzkosten, vor allem im Niederspannungsnetz, nicht mehr über den Arbeitspreis abdeckbar sind [2]. Die Leistung wird als Steuergröße des Smart Grids angesehen. Daher erscheint eine stärkere Leistungsorientierung der Netzentgelte sinnvoll [2], auch vor dem Hintergrund, dass durch die erneuerbaren Energien die Grenzkosten der Erzeugung sich Null nähern und somit der verbrauchsorientierte Arbeitspreis an Bedeutung verliert. Deshalb wird im Folgenden die Theorie zur Leistungspreisorientierung vorgestellt.

Grenzkostentheorie – Merit Order Effekt

Der Merit-Order-Effekt beschreibt die Auswirkungen der zunehmenden Einspeisung aus regenerativen Energiequellen auf den Strompreis. Dabei werden Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten (z.B. Gas- und Kohlekraftwerke) durch Kraftwerke mit geringeren Erzeugungskosten (z.B. Photovoltaik- und Windkraftwerke) innerhalb der Merit-Order-Kurve (MOK) verdrängt. Die MOK stellt in aufsteigender Reihenfolge die Grenzkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit der installierten Leistung je Kraftwerkstyp und somit die Angebotskurve auf dem Strommarkt dar. Der Schnittpunkt der MOK mit der Nachfragekurve ergibt den Marktpreis für Strom (vgl. Abbildung 2.4). Die Grenzkosten geben dabei die Kosten für Erzeugung einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie in Höhe von 1 MWh an. Die typische Abfolge innerhalb der MOK beginnt mit Kraftwerken mit den geringsten Grenzkosten – regenerative Kraftwerke – und setzt sich über Atomkraftwerke, Braunkohle-, Steinkohlekraftwerke bis hin zu GuD- und Gaskraftwerken fort.

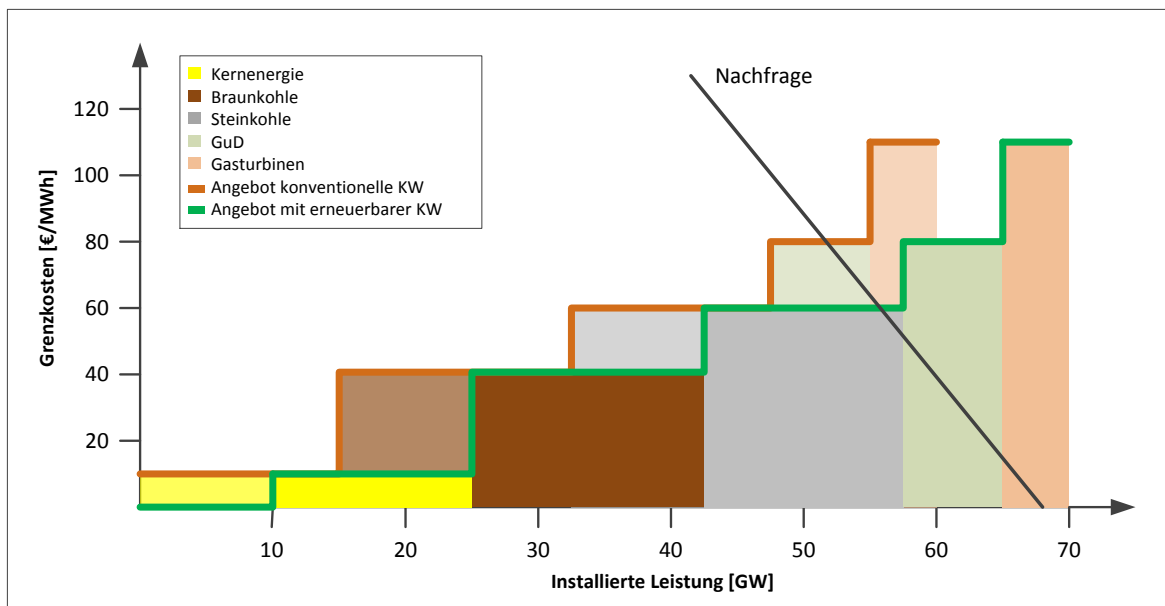


Abbildung 2.4: Merit-Order-Effekt

Durch eine vermehrte Einspeisung aus erneuerbaren Energien, welche Grenzkosten von Null aufweisen, führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve nach rechts, wodurch der Marktpreis sinkt (direkter Merit-Order-Effekt). Abhängig ist dieser Effekt vom Anstieg der erneuerbaren Energieeinspeisungen, der installierten Leistung der Einspeiser aus erneuerbaren Energien und der Entwicklung der Preise für Primärenergieträger [49]. Wenn die Energiepreise für die preissetzenden Kraftwerke wie Gas- und Kohlekraftwerke sinken, führt dies zu einer Senkung des Marktpreises. Um die Marktintegration von Erneuerbaren Energien zu erhöhen, wurde die Marktpremie für EEG-Anlagen bei einer Direktvermark-

tung an der Strombörse eingeführt. Diese Form der Subvention garantiert eine Mindestvergütung für verkaufte Energie in Höhe der EEG-Vergütung.

Neben dem direkten Effekt besteht ein indirekter Merit-Order-Effekt durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Durch die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke, welche fossil befeuert sind und hohe CO₂-Emissionen verursachen, aus der Merit-Order-Kurve, wird der Preis für Emissionsrechte auf dem CO₂-Markt reduziert. Verdrängte Kraftwerke tragen nicht zur Energieerzeugung bei und stoßen keine Emissionen aus. Aufgrund der Abhängigkeit des Strompreises vom CO₂-Preis führt die Senkung des CO₂-Preises zur Senkung des Strompreises. [50]

Mit den Bestrebungen der Bundesregierung bis 2050 die den Bruttostromverbrauch zu 80% aus regenerativen Energien zu decken, würde dies einen Energiekostenanteil nahe Null €/MWh bedeuten. Diese Betrachtungen sind rein theoretischer Natur, weil die Merit-Order-Kurve nur die Grenzkosten berücksichtigt. Die Fixkosten für die Errichtung der Anlagen sowie weitere Kosten für bspw. Wartung und Instandhaltung sind nicht enthalten. Festhalten lässt sich die Aussage, dass der Strompreis – im Rahmen der installierten Gesamtleistung – unabhängig von der Nachfrage ist, d.h. die Angebotskurve ist vollkommen unelastisch.

Berechnung von Entgelten für leitungsgebundene Medien

Um die Entwicklung des Designs für Netzentgelttarife abzuschätzen, ist es sinnvoll sich die Historie anderer leitungsgebundener Medien wie dem Telefon und das Internet anzuschauen.

Grundsätzlich lässt sich an beiden Medien der Trend hin zur Flatrate erkennen, d.h. für ein festes Entgelt erhält der Nutzer uneingeschränkten Zugang zum Medium und den damit einhergehenden Übertragungskanälen. Dabei ist eine Entwicklung vom komplexen hin zum einfachen Tarifsysteem zu beobachten. Im Bereich der Telefonie herrschten in den USA bei ihrer Einführung Ende des 19. Jahrhunderts sehr komplizierte und teure distanzabhängige Tarife, welche individuelle Abrechnungen anhand des Aufwands der Übertragung, der Nachricht an sich und der Präferenzen des Nutzers erforderten. Anfang des 20. Jahrhunderts setzten sich tageszeitabhängige Tarife durch, wobei eine Distanzabhängigkeit durch die Unterscheidung zwischen lokalen und nationalen Telefonaten gegeben war. Den nächsten Schritt stellten tageszeitunabhängige Einheitstarife in den 80er Jahren dar, d.h. ein Tarif für lokale und nationale Gespräche. Heute ist die Flatrate die vorherrschende Tarifausprägung sowohl in den USA als auch in Deutschland. [51]

Eine ähnliche Beobachtung ist auch bei der Bepreisung der Internetnutzung zu beobachten. Mit dem Aufkommen des Internets Mitte der 90er Jahre des letzten Jahrhunderts war dessen Nutzung noch sehr eingeschränkt. Feste monatliche Raten wurden für ein eingeschränktes Nutzungskontingent gezahlt. Für zusätzliche Nutzungen fielen hohe Extrage-

bühren an und selbst der E-Mailverkehr wurde bepreist [51]. Abgelöst wurde dieses System Ende der 90er Jahre durch ein nutzungsabhängiges Tarifsysteem bestehend aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis oder einem gemischten Arbeitspreis. Ähnliche Strukturen herrschen zurzeit im Bereich der Netznutzung für elektrische Energie. Anfang des 21ten Jahrhunderts kamen die ersten Internet-Flatrates auf, welche sich heute großflächig durchgesetzt haben. Die Datenübertragung bei Internet und Telefonie basiert auf einer Paketübermittlung und unterscheidet sich dadurch zur kontinuierlichen Leistungsübermittlung in der Energieversorgung.

Analogien zur Entwicklung der Bepreisung im Bereich der Telefonie und der Nutzung des Internets sind auch bei der Netznutzung zu erkennen. Nach der Liberalisierung des Strommarktes 1998 wurde in der Verbändevereinbarung I ein einheitliches Entgeltsystem für die Netznutzung festgelegt. Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte erfolgte in Anlehnung an die Stromflüsse und war somit distanz- und transaktionsabhängig, d.h. die einzelne Durchleitung war entscheidend und nicht die Netznutzung an sich [52]. Mit den Verbändevereinbarungen II und II+ wurde dieses Modell in ein distanz- und transaktionsunabhängiges Punktmodell umgewandelt [53] [36]. Über einen Leistungs- und Arbeitspreis werden alle Netznutzer an den Netzkosten beteiligt. Aber auch dieses Modell weist noch eine hohe Komplexität, aufgrund der Interdependenzen mit der Jahreshöchstlast, der Gleichzeitigkeitsfunktionen sowie der vorgelagerten Netzebenen, auf. Der nächste Schritt könnte auch hier die Flatrate für die Netznutzung sein.

Dabei ist die Flatrate aus ökonomischer Sicht ineffizient, da es die tatsächlichen Grenzkosten der Nutzung nicht widerspiegelt werden. Vielmehr verleitet eine Flatrate zur Übernutzung und erfordert somit eine Überdimensionierung der Infrastruktur (übermäßiger Netzausbau) [54]. Eine nutzungsabhängige Bepreisung hingegen hat den Vorteil, dass die Infrastruktur entsprechend ausgelegt werden kann ohne sie zu überdimensionieren. Der Nachteil der nutzungsabhängigen Bepreisung ist die Senkung der Nutzung, was seinerseits dazu führt, dass die Einnahmen für den Netzbetreiber sinken. Ein weiterer Nachteil der Flatrate-Bepreisung zeigt sich in der Subventionierung der Vielnutzer durch die Weynigutzer. Dadurch, dass jeder den gleichen Preis bezahlt, ist der quantitative Nutzen bei Vielnutzern höher. Dem gegenüber steht die Einfachheit des Tarifs – ein Preis, ein Ansprechpartner, Kostenkontrolle. Die Nutzer bevorzugen Flatrate-Tarife gegenüber nutzungsabhängigen Tarifen mit gemessener Abrechnung. Gründe dafür liegen in der besseren Planung und somit Minimierung des finanziellen Risikos sowie im höheren Freiheitsgrad, welcher durch eine Flatrate gegeben ist. Diese Ergebnisse zeigten schon die Bell System Experimente in den 1970er, bei denen Kunden verschiedene Telefentarife auswählen konnten. Unabhängig vom eigenen Telefonierverhalten wählten fast alle Kunden den Flatrate-Tarif anstatt des Tarif mit einer Grundgebühr für wenige Gespräche plus einer Extra-

gebühr für zusätzliche Gespräche [51]. Dabei wäre der zweite Tarif für Wenigtelefonierer finanziell sinnvoller. Das zeigt, dass die Flatrate die höchste Kundenakzeptanz aufweist.

Im Bereich der Kommunikation gibt es neben der Flatrate zahlreiche weitere Ansätze der Bepreisung, welche auf die Netznutzung elektrischer Energie übertragen werden können und daher im Folgenden kurz erwähnt werden. Bei existierenden Engpässen innerhalb bestehender Übertragungsstrukturen können diese über eine sogenannte Vickrey Auktion verhindert werden. Dabei werden die zu übertragenden Einheiten anhand der Höhe der Gebote der Nutzer gestaffelt. Der Preis für die Übertragung entspricht dem Preis für das Gebot (Menge), welches gerade nicht mehr über den Engpass übertragen werden kann. Die Vickrey Auktion ist jedoch ein theoretischer Ansatz, welcher für den Bereich der Strommärkte und -verteilung ungeeignet ist, weil unvorteilhafte Preiseffekte resultieren. So kann die Vickrey-Auktion zu drastisch unterschiedlichen Erlösen für Anbieter führen, obwohl die Energie zu identischen Grenzkosten erzeugt wird. [55]

Ein weiterer Ansatz ist die sogenannte Paris-Metro-Bepreisung, welche sich an das Preissystem der Pariser Metro für die erste und zweite Klasseabteile anlehnt. Beide Abteile hatten die gleiche Anzahl und Qualität der Sitze, nur der Preis für die Tickets war verschieden. Hintergrund des Systems war die Annahme, dass aufgrund des höheren Preises die erste Klasse weniger Passagiere hat. Passagiere, die ein starkes Bestreben nach mehr Freiraum und nicht in einem überfüllten Abteil reisen möchten, besitzen eine höhere Zahlungsbereitschaft, um dies zu erhalten. Auf das Internet übertragen, bedeutet dies eine Partitionierung in zwei separate Netzwerke mit gleicher Qualität und deren Einteilung in Hoch- und ein Niederpreisnetzwerk. Im Hochpreisnetzwerk werden weniger Nutzer aktiv sein, was weniger Engpässe bedeutet und somit einen höheren individuellen Nutzen [56]. Auf das Energieversorgungsnetz ist dies nicht übertragbar, da eine parallele Netzinfrastuktur ökonomisch nicht sinnvoll und gesetzlich nicht gewollt ist.

McKnight geht in seinem Ansatz des Expected Capacity Service davon aus, dass die Bepreisung der Internetnutzung auf der erwarteten Kapazität basiert. Die erwartete Kapazität ist ein Maß für die potenzielle Nutzung anstatt der aktuellen Nutzung. Der Ansatz bestimmt die Höhe der Internettarife anhand von Fixkosten, Grenzkosten und Kosten für Kapazitätserweiterung. Die Fixkosten spiegeln sich in einem Leistungspreis wider, welcher zwischen verschiedenen Nutzergruppen unterscheidet und unterhalb der maximalen Zahlungsbereitschaft der Nutzergruppe liegt. Weiterhin enthält der Leistungspreis die Anschlussgebühren für Neukunden sowie eine bandbreitenabhängige Komponente. Die Grenzkosten sind Kosten für zusätzlich zu übertragende Pakete. Existiert kein Engpass, dann sind die Grenzkosten null und somit der Preis auch. Im Fall eines Engpasses steigt der Preis für zusätzliche Pakete, da das übertragene Paket eine Verzögerung anderer Pakete bewirkt. Die Grenzkosten stellen somit die Opportunitätskosten der Übertragung dar. Die Kosten der Kapazitätserweiterung definieren Ausbaukosten für die Infrastruktur, wenn die

maximal zu übertragende Menge ausgeschöpft ist. Die maximal übertragbare Menge beschreibt die Menge, wenn die Grenzzahlungsbereitschaft den Grenzgipsskosten für ein zusätzlich zu übertragendes Paket ist. Der Grundgedanke des Ansatzes ist die Unterteilung der Nutzer in verschiedene Service Profile. Ein Mechanismus beobachtet den Datenverkehr und bevorzugt die Datenpakete, welche in das Service Profil (Expected Capacity Profile) passen. Im Engpassfall werden nur Daten übertragen, welche innerhalb des Profils liegen. Dabei ist eine Übertragung nicht garantiert, falls die Kapazitäten bereits ausgereizt sind. [57] Eine Übertragung auf das Energieversorgungsnetz ist vorstellbar. Die Kosten sind lediglich zu transformieren. Sowohl Fixkosten als auch Grenzkosten für zusätzlich übertragbare Leistung sind übertragbar. Die Kosten der Kapazitätserweiterung entsprechen den Netzausbaukosten.

Altmann verfolgt ein Modell der additiven Flatrate, welches auf einer Flatrate und einer Zusatzkomponente beruht. Die Flatrate deckt einen Grundservice, also eine Grundversorgung (definierte Bandbreite), ab. Über die Zusatzkomponente erhält der Nutzer die Möglichkeit einen höheren Service (zusätzliche Bandbreite) zu erwerben. Die Bepreisung der Zusatzkomponente erfolgt anhand der Nutzungsdauer und der Zeit. [54] Für das Energieverteilnetz entspricht der Grundservice einem Leistungsband, welches die Grundversorgung der Nutzer sicherstellt. Über zusätzlich erworbene Leistungseinheiten kann der individuelle Mehrbedarf gedeckt werden.

Die theoretischen Grundlagen der Leistungsorientierung basieren einerseits auf den sinkenden Grenzkosten der Erzeugung innerhalb der Merit-Order-Kurve durch den Zubau regenerativer Erzeuger und andererseits aus den Erfahrungen anderer leitungsgebundener Medien. Zusätzlich kommt der Leistung als Steuerungsgröße im Smart Grid eine entscheidende Rolle zu.

2.2.3 Ansätze zur Bepreisung von Netznutzung

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten die theoretischen Prinzipien für die Gestaltung von Netzentgelten beschrieben ist, befasst sich dieser Abschnitt mit der Auflistung verschiedener Ansätze zur leistungspreisorientierten Ermittlung von Netznutzungsentgelten.

Locational Pricing

Locational Pricing, auch Nodal Pricing oder Locational Marginal Pricing genannt, beschreibt ein Verfahren, welches basierend auf den Grenzsystekosten für verschiedene Netzknoten die Preise berechnet und momentan vorwiegend auf der Übertragungsnetzebene Anwendung findet. Dabei stellt jeder Knoten einen physikalischen Ort im Netzsystem dar, an welchen entweder Energie über einen Generator eingespeist oder durch Lasten entnommen wird. Es ergeben sich ortsabhängige Preise, welche die Netzauslastung und somit

den lokal bezogenen Preis für die Energie, abhängig von den reinen Energiekosten und den Übertragungskosten (Verluste und Engpässe), widerspiegeln. Die Differenz zwischen den einzelnen Knotenpreisen entspricht dabei der Auslastung des Netzes. Die Unterschiede der Auslastung ergeben sich aufgrund der unterschiedlich hoher Verluste und Engpässe zwischen den Netzknoten. Verluste tragen dazu bei, dass zusätzliche Energie eingespeist werden muss, um den Verbrauch zu decken, was zu höheren Energiepreisen führt. Engpässe führen dazu, dass anstatt kostengünstig erzeugter Energie aus einem Knoten teure Energie aus einem zweiten Knoten zur Deckung des Verbrauchs verwendet wird. Diese Lokalität der Kostenverursachung ermöglicht eine Kostenaufteilung auf die Netzknoten anhand des individuellen Beitrages. [58]

Anhand eines Beispiels wird der Effekt des Locational Pricings erläutert. Der Netzknotenpreis P_K (Nodal Price) ergibt sich als Summe der Grenzkosten der Erzeugung (GK_G), der Verlustgrenzkosten (GK_V) und der Engpassgrenzkosten (GK_E), wobei die Grenzkosten als Kosten für eine zusätzliche Einheit (1 MW) definiert sind (siehe Formel 2.2). Der Knotenpreis gibt daher die Kosten für die Belieferung des nächsten Megawatts Last an einem definierten Ort (Knoten) an.

$$P_K = GK_G + GK_V + GK_E \quad (2.2)$$

Das Beispielnetz umfasst vier Knoten N, W, O und S (vgl. Abbildung 2.5). An Knoten N ist ein Verbraucher mit einer Last von 100 MW angeschlossen. Über Knoten W und E wird Energie eingespeist, wobei W eine Erzeugungsleistung von 125 MW zu 30 €/MW und E von 125 MW zu 35 €/MW anbietet.

Im ersten Fall treten im Netz keine Verluste und Engpässe auf, die maximale Übertragungskapazität zwischen W und N beträgt 85 MW. In diesem Fall führt die Deckung der Nachfrage von 100 MW in N über die Einspeisung aus Knoten W zur kostengünstigsten Lösung. Der Lastfluss richtet sich nach der Impedanz der Leitungen. Weil der Übertragungsweg von W über S und O dreimal länger ist als der direkte Weg von W nach N, fließen drei Viertel der Energie (75 MW) über den direkten Weg. Zur Bestimmung der Knotenpreise sind die Kosten für das nächste übertragene Megawatt zu berechnen. Auch dieses Megawatt wird durch Knoten W bereitgestellt, welcher der Grenzerzeuger ist. Der Knotenpreis für N entspricht den Grenzkosten der Erzeugung durch Knoten W von 30 €/MW, da die Übertragungskapazität nicht überschritten wird. Für die anderen Knoten ergibt sich der gleiche Knotenpreis von 30 €/MW, weil ihr Mehrbedarf von 1 MW ebenfalls durch W gedeckt wird. [58]

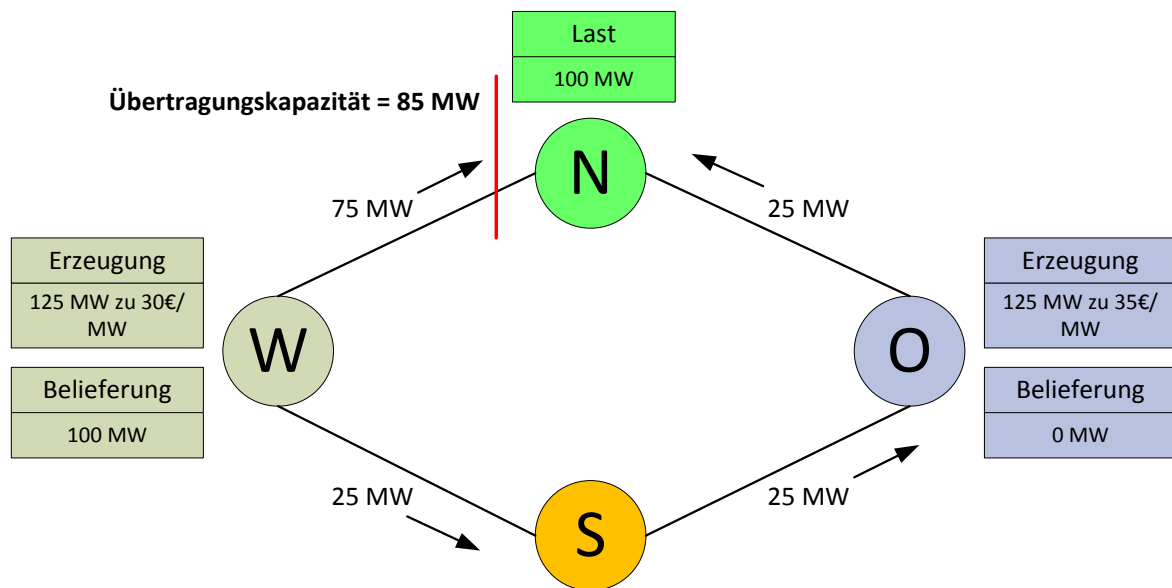


Abbildung 2.5: Locational Pricing ohne Engpass

Im zweiten Fall wird die Berechnung der Knotenpreise bei Auftreten von Engpässen dargestellt. Der Engpass bewirkt, dass die Übertragungskapazität zwischen Knoten W und N auf 75,2 MW sinkt (vgl. Abbildung 2.6).

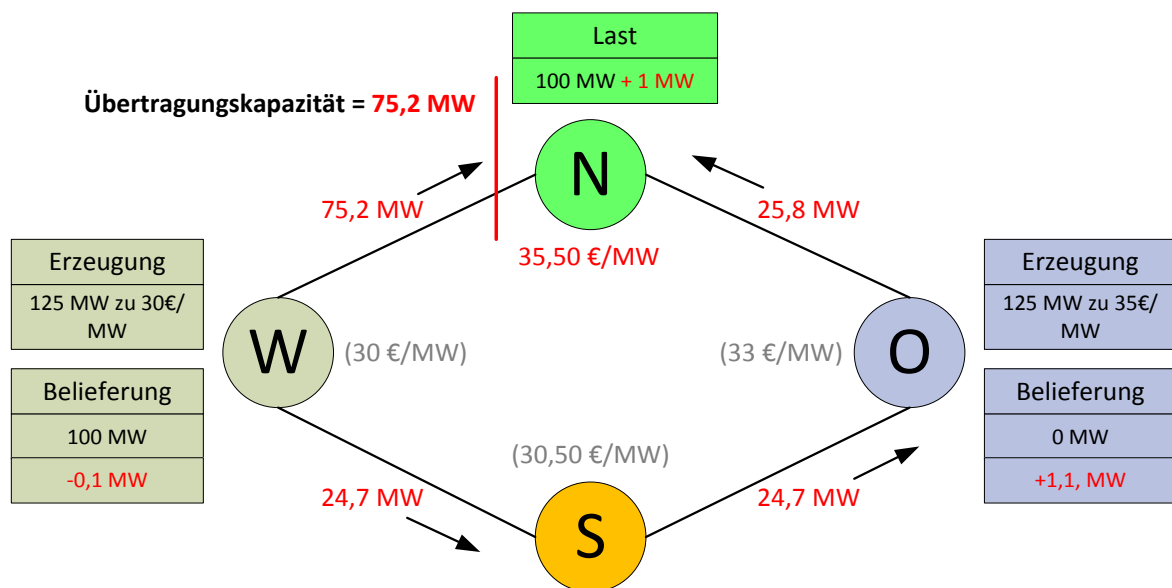


Abbildung 2.6: Locational Pricing mit Engpass

Die Deckung der Nachfrage ist davon nicht betroffen. Jedoch ändern sich die Knotenpreise für die Übertragung einer zusätzlichen Leistung von 1 MW. Würde 1 MW durch Knoten W oder O allein erzeugt, um die zusätzliche Last an Knoten N zu decken, käme es zu einer Überschreitung der Kapazitätsgrenze zwischen W und N. Daher muss die Erzeugung bei-

der Generatoren W und O angepasst werden. Die Kapazitätsgrenze wird eingehalten, wenn die Erzeugung an Knoten W um 0,1 MW reduziert und an Knoten O um 1,1 MW erhöht wird, wodurch der Lastfluss von W nach N um 0,075 verringert und von N nach W um 0,275 erhöht. Die Summe der Laständerungen beträgt 0,2 MW. Der Knotenpreis für Knoten N berechnet sich anteilig der Kosten für Knoten W und O zu $35,50 \text{ €/MW}^8$ und liegt damit höher als im Fall ohne Engpass. Die Preise der anderen Netzknoten berechnen sich entsprechend. [58]

Locational Pricing im engeren Sinne, wie es oben beschrieben ist, wird verwendet um die Energiepreise zu berechnen. Der Vorteil dieser Methode ist das Setzen kurzfristiger Anreize, um die Auslastung der Netze zu optimieren und Engpässe zu minimieren. Da aufgrund des Ansatzes der Grenzkosten nur die variablen Kosten gedeckt werden, fehlt diesem Ansatz der Anreiz für langfristige Investitionen in die Netzinfrastruktur. [23]

Im weiteren Sinne kann das Verfahren des Locational Pricing auch auf die Netznutzung übertragen werden. Dies wird dann als Locational Network Pricing bezeichnet. Mit diesem Ansatz wird eine Deckung der Netzausbaukosten in Abhängigkeit der einzelnen Netzknoten angestrebt. Für Neuanbindungen von Einspeisern oder Verbrauchen spiegelt dieses Netzentgelt die Auslastungssituation des Netzes wider. Sind die Netzentgelte niedrig, deutet dies auf einen günstigen Netzabschnitt für zusätzliche Lasten hin. Problematisch erweist sich das Phänomen des Trittbrettfahrens, weil nur die erste Anbindung das Entgelt zu entrichten hat und weitere Netznutzer sich einfach anschließen könnten. [23]

Umgesetzt wird dieses Verfahren beispielsweise in Großbritannien und Brasilien [21]. Für verschiedene Erzeugungs- und Nachfragerregionen werden unterschiedliche Netzentgelte vorgegeben, abhängig von der Aufteilung zwischen Erzeugung und Last in den einzelnen Zonen. [59]

Auktionen und Market Coupling

Im Rahmen des Engpassmanagements werden in Deutschland momentan die Übertragungskapazitäten, d.h. die Netznutzung der Hoch- und Höchstspannungsebene, über zwei Auktionen, die explizite und der implizite Auktion, gehandelt (vgl. Abbildung 2.7).

Bei einer expliziten Auktion werden die Übertragungskapazität und der Strom separat erworben. Um ihren Strom von einem Land A in ein Land B verkaufen zu können, müssen die Stromhändler eine Übertragungskapazität beim betroffenen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erwerben. Die Übertragungsrechte werden in jährlichen, monatlichen und stündlichen Blöcken versteigert. Der Erwerb und Verkauf des Stroms erfolgt über die Strombörsen des jeweiligen Landes. Problematisch ist ein Handel am Day-Ahead-Markt. Weil zum Zeitpunkt der Versteigerung der Übertragungskapazitäten die Preise an den jeweiligen

⁸ $P = 1,1 \times 35 \frac{\text{€}}{\text{MW}} - 0,1 \times 30 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$

Strombörsen noch nicht feststehen, sind Preisprognosen zu treffen, welche mit Unsicherheiten versehen sind. Dies führt einerseits zu einer unzureichenden Ausschöpfung der Kapazitäten, welche ein optimales volkswirtschaftliches Ergebnis verhindert. Andererseits kann es zu einem Handel gegen das Preisgefälle führen. So kann es der Fall sein, dass ein Händler Strom von einem Gebiet mit höherem Spotpreis in ein Gebiet mit niedrigerem Spotpreis exportiert, weil sich die Preise entgegen seinem ersteigerten Übertragungsrecht entwickelt haben. [60]

Um die Effekte zu verhindern wurde die implizite Auktion eingeführt, bei der das Stromhandelsgeschäft und die Versteigerung der Kapazitäten gleichzeitig stattfinden. Anstatt der Stromhändler nehmen die Strombörsen an der Versteigerung teil. Der ÜNB teilt dem Auktionsbüro die verfügbaren Übertragungskapazitäten mit. Unabhängig davon erstellen die Strombörsen basierend auf den Geboten für Stromprodukte einen Strompreis. Das Auktionsbüro ermittelt daraufhin mögliche Übertragungsengpässe und generiert einen Gleichgewichtspreis für den Strommarkt. Um nun Strom von Land A nach Land B zu exportieren, verkauft der Stromhändler den Strom an der Strombörse des Landes A und kauft ihn an der Strombörse des Landes B zurück. [60]

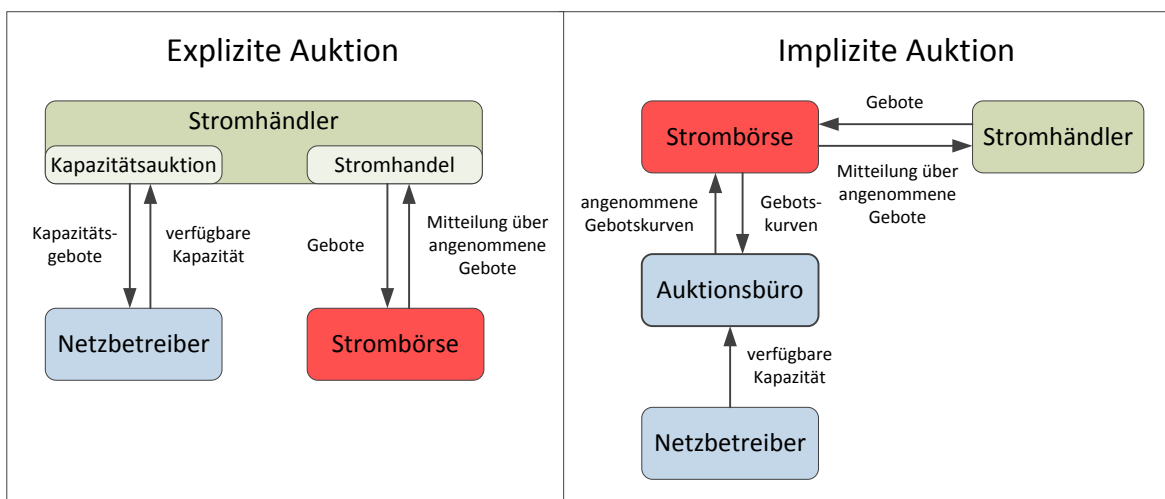


Abbildung 2.7: Explizite und implizite Auktion (angelehnt an [60])

Eine Anwendung findet die implizite Auktion im Market Coupling auf der Übertragungsebene, um eine effiziente Bewirtschaftung von grenzüberschreitenden Netzenspässen zu ermöglichen. Voraussetzungen sind mindestens zwei Energiemärkte, die über liquide Energiebörsen verfügen, physikalisch miteinander verbunden sind und zwischen denen ein Netzenspäss existiert. Im europäischen Raum wird das Market Coupling über die EEX abgewickelt. Der grenzüberschreitende Stromhandel findet zwischen Deutschland und Dänemark, Deutschland und Schweden sowie Niederlande und Norwegen statt. Die Rolle des Auktionsbüros übernimmt dabei die EMCC (European Market Coupling Company), um im

Day-Ahead-Markt eine effiziente Nutzung grenzüberschreitenden Kapazitäten zu ermöglichen [61].

Der Effekt des Market Couplings wird anhand eines Beispiels mit zwei Strommärkten erläutert. Auf beiden Märkten kommen unabhängig voneinander verschiedene Marktgleichgewichte zustande (Marktpreise MP_A und MP_B sowie Marktvolumen MV_A und MV_B). Veranschaulicht wird diese Situation in Abbildung 2.8.

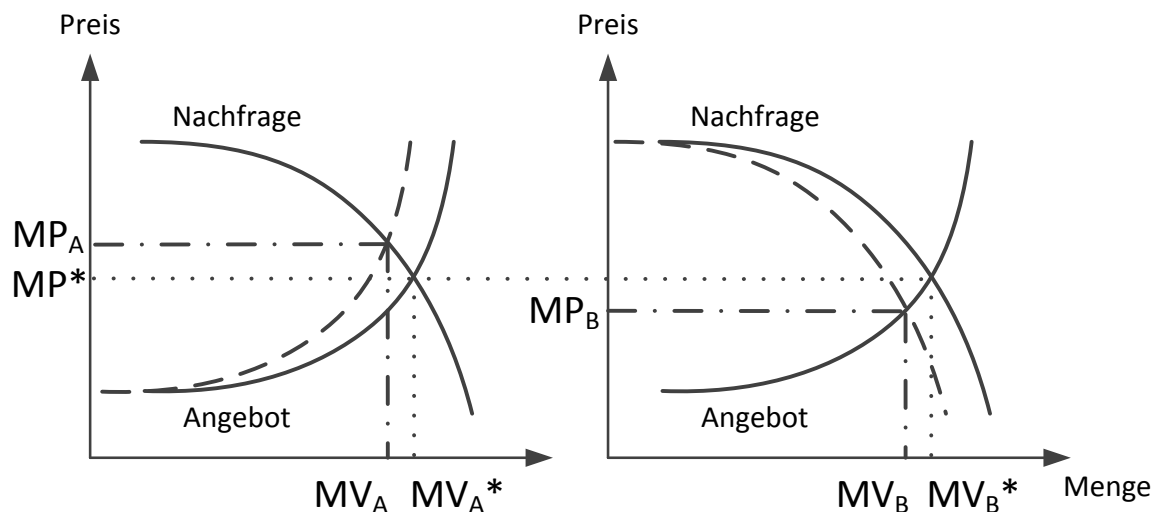


Abbildung 2.8: Market Coupling mit zwei Strommärkten

Durch die unterschiedlichen Marktpreise besteht der Anreiz, Leistung aus dem Netzgebiet mit dem niedrigeren Marktpreis (Marktgebiet B) zu kaufen. Dadurch erhöht sich die Nachfrage im Marktgebiet B (Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts). Umgekehrt besteht der Anreiz Leistung nach Gebiet A zu verkaufen. Dadurch wird eine Erhöhung des Angebots in Gebiet B bewirkt, d.h. Verschiebung der Angebotskurve nach rechts. Die Marktpreise beider Gebiete nähern sich einander an, bis ein einheitlicher Marktpreis MP^* in beiden Gebieten vorliegt [62]. Das Market Coupling könnte innerhalb eines Verteilernetzgebietes angewendet werden, wenn es mehrere regionale Marktplätze, welche die Rolle einer Strombörse übernehmen, gibt. Diese Entwicklung ist jedoch politisch nicht gewollt. Zwischen zwei Netzgebieten wäre die Anwendung theoretisch auch möglich. Bislang ist die Notwendigkeit aufgrund der geringen Häufigkeit für Engpässe zwischen zwei Verteilernetzen nicht gegeben. Dies könnte sich mit der steigenden Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und der flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen im Verteilernetz ändern.

Kapazitätsbeschränkung

Eine weitere Form der Berechnung von Netzentgelten stellt die Kapazitätsbeschränkung oder Kapazitätsteuerung dar.

Der Ansatz der Kapazitätsbeschränkung geht davon aus, dass jeder Nutzer eine maximale Kapazität wählt, innerhalb welcher er Energie verbraucht. Die Kapazitätsgrenze wird dabei durch technische Gegebenheiten festgelegt. Zumeist ist es die Hauptsicherung des Hausanschlusses, welche die Obergrenze definiert. Über die Größe der Sicherung, angegeben in Ampere [A] und die Netzspannung lässt sich die maximale Leistung des Hausanschlusses bei dreiphasiger Belastung berechnen. Eine 16A-Sicherung ergibt somit eine Leistung von rund 11kW (siehe Tabelle 2.2). Die Bepreisung der Netznutzung erfolgt anhand der Größe der Hauptsicherung. Je größer diese ist, umso höher ist auch das Netznutzungsentgelt, welches als fester Betrag pro Monat erhoben wird. Diese Art der Netztarife ist in den skandinavischen Ländern weitverbreitet [38] [45]. Der Vorteil dieser Netzentgelte liegt einerseits in der Einfachheit. Daher werden sie von den Netznutzern leicht verstanden und akzeptiert. Andererseits erlaubt diese Methode dem VNB eine sehr gute Abschätzung seiner Einnahmen und vereinfacht die Netzplanung.

Tabelle 2.2: Kapazitätsbeschränkung in Abhängigkeit der Hauptsicherungsgröße

Hauptsicherung	Maximale Leistung ⁹
10 A	7 kW
16 A	11 kW
25 A	17 kW
35 A	25 kW
50 A	35 kW
63 A	44 kW

Die Kapazitätssteuerung hingegen betrachtet den direkten Eingriff in das Verbrauchsverhalten des Netznutzers durch das gezielte Abschalten von Geräten. Die Zugriffsrechte werden vertraglich geregelt und im Gegenzug werden dem Netznutzer verminderte Netznutzungsentgelte abgerechnet. Die gesetzliche Grundlage in Deutschland bildet der §14a EnWG, welcher den Netznutzern auf Niederspannungsebene ein reduziertes Netznutzungsentgelt gewährleistet, wenn diese im Gegenzug die Steuerung ihrer vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen durch den VNB zur Netzentlastung ermöglichen [63]. Eine Umsetzung auf höheren Spannungsebenen ist vorstellbar. Dazu wurde der Ansatz der „Smart Contracts“ entwickelt. Dabei sind Smart Contracts optionale und freiwillige Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netzkunden, die den trade-off zwischen

⁹ Berechnung über $P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$ mit $\cos \varphi = 1$ und $U = 400V$

netzseitigen Maßnahmen und Änderungen auf der Nachfrage- oder Erzeugungsseite ausnutzen [24]. Das bedeutet, dass Netzausbaumaßnahmen durch die Steuerung der Nachfrager-/Erzeugerseite vermindert werden können. Diese individuellen Verträge zielen auf Großkunden ab, welche einen erheblichen Einfluss auf die Last im Netzgebiet aufweisen. Es können gezielt lokale Netzrestriktionen beeinflusst werden und somit die Effizienz des Energieversorgungsnetzes erhöht werden. Dieser Ansatz ermöglicht eine örtliche Differenzierung des Netznutzungsentgeltes mit geringem Aufwand ohne vom aktuellen Berechnungsmodell abzuweichen.

Leistungsband

Die Methode der Leistungsbandbepreisung basiert auf dem Ansatz der Kapazitätsbeschränkung mit dem Unterschied, dass nicht die Größe der Sicherung die Höhe der Netzentgelte bestimmt, sondern die individuell festgelegte Leistungshöchstgrenze je Netznutzer. Die Höchstgrenze ergibt sich grundsätzlich aus der Höchstlast des Vorjahres. Für das Leistungsband oder maximale Höchstleistung zahlen die Netznutzer einen festen monatlichen Betrag [25]. Der Vorteil dieser Methode ist, dass eine Überdimensionierung des Netzes vermieden wird. Viele Netzanschlusspunkte sind viel zu hoch abgesichert, d.h. die tatsächlich entnommene Leistung liegt weit unter der Bemessungsgröße der Sicherung. Auch die seltenen Fälle der Leistungsspitzen wird die Bemessungsleistung nicht erreicht. Die Leistungswerte seines ausgewählten Hausanschlusses mit einer 25A-Hauptsicherung, d.h. 17 kW Leistung, sind in Abbildung 2.9 dargestellt.

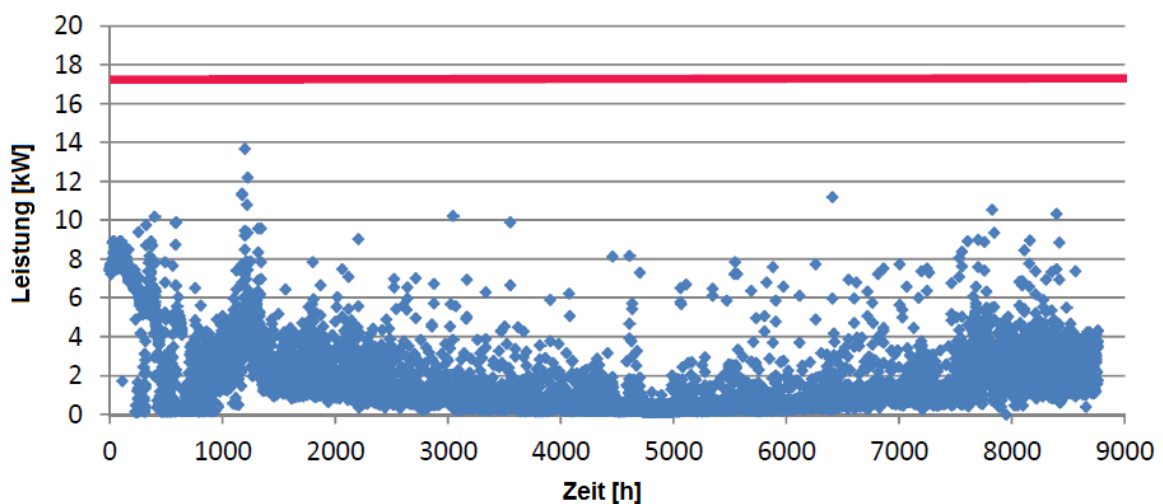


Abbildung 2.9: 1/4h-Leistungswerte eines Netzanschlusses (3x 25A Hauptsicherung) [25]

In [25] wird eine theoretische Diskussion dieses Ansatzes geführt, welche die Voraussetzungen des Ansatzes, Möglichkeiten der Gestaltung sowie die Effekte auf einzelne Marktakteure und die Effizienz der Energieversorgung untersucht. Die Festlegung der oben genannten Leistungshöchstgrenze kann nach dem Ansatz des Leistungsbandes einerseits

durch den Netznutzer erfolgen oder andererseits durch den VNB vorgeschlagen werden, da dieser die Leistungswerte detaillierter ermitteln kann. Damit wird der individuelle Beitrag jedes Netznutzers an der Gesamtlast des Netzgebietes bepreist. Der Ansatz ist dadurch verursachungsgerecht und spiegelt die Netzkostenanteile wider. Die Grundlage der Berechnung sind die Netzkosten, welche entsprechend der einzelnen Leistungsbänder auf die Netzkunden aufgeteilt werden. Die Abstufungen der Leistungsbandstufen können durch den VNB frei gewählt werden, idealerweise 5kW, sollten aber eine Abstufung kleiner 1kW nicht unterschreiten. Die Einnahmen für den VNB ändern sich dadurch nicht, da die durchschnittlichen Netzentgelte unverändert bleiben [25]. Für den Fall einer Überschreitung des Leistungsbandes schlägt der Ansatz eine Pönalisierung vor, wenn eine definierte Anzahl an Vorfällen überschritten wird. Die Pönalisierung kann in Form von monatlichen Zusatzgebühren für die Folgemonate oder einer Einstufung in die nächsthöhere Leistungsbandstufe erfolgen. Die Methode des Leistungsbandes bietet einen Ansatz zur Reduzierung der Höchstlast, da sie Anreize zur Wahl der individuell niedrigsten Leistungsbandstufe setzt.

Die beschriebenen Ansätze, welche aktuell innerhalb des wissenschaftlichen Umfeldes diskutiert werden, verfolgen das Prinzip der Leistungsorientierung. Die Ansätze umfassen das Spektrum des Locational Pricing zur Netzengpassbepreisung, der vertraglichen und technischen Kapazitätsbeschränkung sowie der Leistungsbandfestlegung zur Spitzenlastreduktion.

2.3 Zusammenfassung und Ableitung der Kriterien für Netzentgelte

Das Ziel dieses Kapitels besteht in der Gegenüberstellung verschiedener Verfahren zur Berechnung von Netznutzungsentgelten. Den Ausgangspunkt bildete die deutsche Berechnungsmethodik basierend auf der StromNEV und der Verbändevereinbarung II. Die Netzentgeltmethodik weist die geläufige aber mittlerweile nicht mehr angemessene Aufteilung zwischen Grundpreis, Leistungs- und Arbeitspreis auf. Flexible Tarife spielen keine Rolle. Gegensätze dazu weisen die Netzentgeltstrukturen in anderen europäischen Ländern auf. Eine Zeitvariabilität sowie die Konzentration auf den Leistungspreis sind festgestellte Tendenzen. Diese Tendenzen spiegeln sich auch in den Forschungsbestrebungen wider, welche sich mit Entwicklung neuer Netzentgeltsystematiken beschäftigen (vgl. Abschnitt 1.3.2). Die Schwachpunkte der aktuellen Methoden und die Zielsetzung neuer Entwicklungsansätze liefern somit die Kriterien um eine effiziente Netznutzung mit Hilfe von Netzentgelten zu erreichen.

Die Netznutzung wird hauptsächlich durch drei Akteure geprägt, dem Netzbetreiber, dem Netznutzer und dem Lieferanten. Der Einfluss der Erzeugungsseite wird vernachlässigt, da dieser nicht Teil der Arbeit ist.

Hauptziel des Netzbetreibers ist die Deckung seiner Netzkosten, welche im Zuge der Netznutzung und ggf. des Netzausbaus entstehen. Da 94% der Netzkosten leistungsorientiert sind [25], ist die leistungsorientierte Bepreisung der Netznutzung für den Netzbetreiber vorteilhaft, weil dadurch seine Kosten verursachungsgerecht gedeckt werden können. Der Netzbetreiber benötigt einen Netztarif, welcher Anreize für den Netznutzer setzt, den Stromverbrauch optimal in Bezug auf das Verteilernetz zu gestalten.

Aus Netznutzersicht spielt die Vorhersagbarkeit der Höhe der Netzentgelte eine entscheidende Rolle für die Akzeptanz von Netznutzungsentgelten. Weiterhin ist entscheidend, dass die Netznutzer verstehen, wie sie ihren Verbrauch beeinflussen müssen, um Kosteneinsparungen erzielen zu können [25]. Die Anreize der Netzentgelte dürfen nicht im Widerspruch zu den Stromtarifen stehen, damit die Effizienz der Energienutzung nicht beeinträchtigt wird.

Zusammenfassend lassen sich aus den Sichtweisen der verschiedenen Akteure die Kriterien für Netznutzungsentgelte für das zukünftige Energieversorgungssystem ableiten:

- Verursachungsgerechtigkeit in Bezug auf individuellen Beitrag an Netzkosten,
- Anreize für netzoptimales Verbrauchsverhalten (Spitzenlastreduktion, Vermeidung von Netzausbau und Integration erneuerbarer Energien),
- Technische Machbarkeit in Bezug auf Messung und Steuerung,
- Politisch akzeptierte Verteilung der Netzentgelte,
- Vorhersagbarkeit der Einnahmen für VNB und Deckung der Netzkosten,
- Vorhersagbarkeit der Höhe der Netzentgelte für Netznutzer,
- Einfachheit und Verständlichkeit der Netzentgeltsystematik,
- Kaskadierung der Kosten (Kostenwälzung von Höchst- bis Niederspannungsebene),
- Kompatibilität zu Stromtarifen (Ausrichtung der Anreize).

Anhand der aufgelisteten Kriterien sollen die, in diesem Kapitel betrachteten, Verfahren hinsichtlich ihrer Eignung für eine Adaption für die Bepreisung der Netznutzung bewertet werden (siehe Tabelle 2.3). Die Bewertungen bildet die Ausgangspunkte anhand welcher die, in Kapitel 3 beschriebenen, Berechnungsmethoden entwickelt worden.

Tabelle 2.3: Bewertung der Bepreisungsverfahren

	Verursachungs- rechtheit	Anreize für Ver- brauchsverhalten	Technische Machbar- keit	Politische Akzeptanz	Vorhersagbarkeit der Einnahmen (VNB)	Vorhersagbarkeit der NE-Höhe (Kunde)	Einfachheit	Kostenwälzung	Kompatibilität zu Stromtarifen	Eignung zur NE- Berechnung
Netzentgelt- Schema 2013	Nein	nein	ja	ja	nein	nein	nein	ja	ja	ja
Paria-Metro- Bepreisung	Nein	nein	ja	k. A.	nein	ja	ja	k. A.	k. A.	nein
Expected Capacity Service	ja	ja	ja	k. A.	nein	nein	nein	k. A.	k. A.	ja
Additive Flatrate	ja	ja	ja	k. A.	ja	ja	ja	k. A.	k. A.	ja
Vickrey Auction	ja	ja	ja	k. A.	nein	nein	nein	k. A.	k. A.	nein
Multivariable Ansätze	ja	ja	ja	k. A.	nein	nein	ja	k. A.	k. A.	ja
Locational Pricing	ja	ja	ja	ja	nein	nein	nein	nein	k. A.	ja
Market Coupling	ja	ja	ja	ja	nein	nein	nein	nein	k. A.	ja
Kapazitäts- beschränkung	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	k. A.	k. A.	ja
Kapazitäts- band	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	k. A.	k. A.	ja

3 Berechnungsansätze für Netzentgelte

Verursachungsgerechtigkeit, Leistungsorientierung und Transparenz sind die entscheidenden Kriterien für Netznutzungsentgelte, um eine effiziente Netznutzung zu gewährleisten. Basierend auf diesen Kriterien werden in diesem Kapitel zwei neue Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte entwickelt und beschrieben. Zum einen der Ansatz für multivariable Netznutzungsentgelte, welcher an der bestehenden Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis ansetzt. Dabei erfolgt eine zeitliche und örtliche Differenzierung der Netzentgelte aufgrund von netzabhängigen Parametern. Zum anderen der Flatrate-Ansatz für Netzentgelte, welcher rein auf den Leistungspreis ausgerichtet ist und einen monatlichen fixen Betrag für ein definiertes Leistungsband darstellt. Die Umsetzung der Ansätze erfolgt am Beispiel eines Referenznetzbetreibers, der nachfolgend vorgestellt wird.

3.1 Referenznetzbetreiber

Der Referenznetzbetreiber repräsentiert den durchschnittlichen Verteilernetzbetreiber innerhalb des deutschen Netzgebietes. Die numerische Umsetzung der nachfolgend beschriebenen Berechnungsmodelle für Netznutzungsentgelte basiert dabei auf den Daten¹⁰ des Referenznetzbetreibers. Von entscheidender Bedeutung ist der Lastverlauf. Hierzu wurden die Daten für den Verlauf der Jahreshöchstlast im Jahr 2010 von 76 Netzbetreibern untersucht (vgl. Anhang B). Die Auswahl der Netzbetreiber umfasst ein Querschnitt von kleinstädtischen, mittelstädtischen und großstädtischen Netzgebieten (vgl. Anhang B). Aus Tabelle 3.1 ist erkennbar, dass Netzbetreiber von großstädtischen Gebieten mehr Netzebenen abdecken als Netzbetreiber von kleinstädtischen und ländlichen Gebieten. Die Entnahmestellen steigen mit sinkender Spannungsebene. Auf der Niederspannungsebene, auf welcher hauptsächlich die Standardlastprofilkunden angeschlossen sind, sinkt mit zunehmender Größe des Strukturgebietes das Verhältnis zwischen Einwohner und Entnahmestelle. Das bedeutet in ländlichen Gebieten kommen mehr Einwohner auf eine Entnahmestelle als in großstädtischen Gebieten.

Aus den Lastverläufen der einzelnen Netzebenen pro Strukturgebiet lassen sich über eine Mittelwertbildung die Referenzlastverläufe für klein-, mittel- und großstädtische Gebiete und somit auch für das deutsche Netzgebiet ermitteln. Ebenso sind die mittleren Lastverläufe für einzelne Netzebenen als gesamtdeutsche Referenz zu berechnen. Da für die Betrachtungen dieser Arbeit die unteren drei Netzebenen im Fokus stehen, sind die Daten für die Nieder- und Mittelspannungsebene sowie die Umspannebene Mittel- auf Niederspannung

¹⁰ Über die Websites der VNB veröffentlichten Daten des Verlaufs der Entnahmen gemäß §17 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV (¼-Viertelstundenwerte)

des Referenznetzbetreibers in Tabelle 3.2 aufgeführt. Der Lastverlauf in den einzelnen Spannungsebenen stellt den Mittelwert über alle drei Strukturgebiete dar.

Tabelle 3.1: Daten Netzbetreiber

	Netzebene	Einwohner	Entnahmestellen
Großstadt	HöS/HS	329.004	7
	HS		33
	HS/MS		87
	MS		1.359
	MS/NS		2.265
	NS		233.283
Mittelstadt	HS/MS	47.297	23
	MS		175
	MS/NS		335
	NS		25.645
Kleinstadt	MS	13.387	71
	MS/NS		116
	NS		5.602

Tabelle 3.2: Netzebenenabhängige Daten des Referenznetzbetreibers

Netzebene	Einwohner	Entnahmestellen	Jahreshöchstlast
Mittelspannung	129.896	535	97.745 kW
Umspannung Mittel-/Niederspannung	129.896	905	70.300 kW
Niederspannung	129.896	88.177	60.529 kW

Die Anwendung eines Referenznetzbetreibers als Datengrundlage für die Ermittlung der Berechnungsansätze belegt einerseits die grundsätzliche Umsetzung und ermöglicht andererseits die Übertragung der Ansätze auf ein beliebiges Netzgebiet innerhalb Deutschlands.

3.2 Multivariable Netznutzungsentgelte

Die multivariablen Netznutzungsentgelte stellen eine Erweiterung des aktuellen Berechnungsansatzes dar. Die Integration von Parametern, welche die Netzkosten beeinflussen, erlaubt eine verursachungsgerechte Aufteilung der Netznutzungsentgelte aus Sicht der Netznutzer. Die lokalen Unterschiede im Beitrag an den Netzkosten werden dadurch besser abgebildet. In den folgenden Abschnitten werden die Grundlage, die Methodik und die Umsetzung des Ansatzes detailliert beschrieben.

3.2.1 Auswahl des Ansatzes und Umsetzung der Ziele des Netzbetreibers

Das wirtschaftliche Hauptziel des Verteilernetzbetreibers ist die Deckung der Netzkosten über die Netzentgelte. Das bedeutet, dass die Einnahmen aus den Netzentgelten über das gesamte Netzgebiet konstant bleiben, unabhängig von den örtlichen und zeitlichen Unterschieden in der Höhe der Netzentgelte. Jedoch steht im Rahmen der Anreizregulierung die Effizienz in Bezug auf den Benchmark-Netzbetreiber im Vordergrund, da dieser die Erlösobergrenze festlegt [4]. Dies hat zur Folge, dass der VNB unnötige Kosten, wie beispielsweise für den Netzausbau, zu vermeiden hat. Um den Netzausbau zu minimieren muss der VNB sein Netz effizient ausnutzen. Dabei sind die örtlichen und zeitlichen Unterschiede der Netzbelastung zu berücksichtigen. Eine Beeinflussung dieser Unterschiede ist über variable Netznutzungsentgelte möglich. Ein mehrdimensionaler Ansatz ist dabei einem eindimensionalen Ansatz, wie z.B. einer rein zeitlichen Abhängigkeit der Netzentgelte, zu bevorzugen, weil durch mehrdimensionalen Ansatz gezielt Anreize zur netzoptimalen Beeinflussung des Lastverhaltens der Netznutzer gesetzt werden können [17]. Die differenzierte Ausgestaltung der Netzentgelte bietet dem Netzbetreiber die Möglichkeit seine Ziele bezüglich einer effizienten Netzauslastung umzusetzen. Diese Ziele können verschieden geartet sein, z.B.

- die Reduzierung der Spitzenlast im Gesamtnetz,
- die zeitliche oder örtliche Lastverschiebung,
- die Vergleichmäßigung der Last oder
- die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen.

Der multivariable Ansatz ermöglicht des Weiteren die verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten auf die Netznutzer entsprechend ihres Betrages an der Netzlast und somit den Netzkosten.

Die multivariablen Netznutzungsentgelte stellen einen Ansatz dar, welcher neben den statischen Parametern wie der Jahreshöchstlast und der Gleichzeitigkeit weitere Faktoren wie die Zeit- und Ortsabhängigkeit des Netzlastverlaufes und den Einfluss der erneuerbaren Einspeisung berücksichtigt. Über diesen Ansatz kann der Netzbetreiber gezielt Anreize setzen, um das Lastverhalten netzoptimal zu beeinflussen. Die Verursachungsgerechtigkeit, die Verständlichkeit des Ansatzes sowie die technische Machbarkeit werden dabei gewahrt.

3.2.2 Ansatzpunkte des Berechnungsverfahrens

Die Netzkosten bieten Einflussfaktoren, die sich erheblich auf die Höhe der Netzentgelte auswirken. Die Änderungen der Entgelthöhe besitzt jedoch ein statisches Verhalten bezogen auf den Zeitraum eines Jahres, für den typischerweise die Netzentgelte festgelegt werden. Hintergrund ist die Bilanzierung des Unternehmens, die einmal jährlich stattfindet und die Grundlage für die Berechnung bildet. Als Einflussgrößen sind das Mengengerüst und die Altersstruktur des Anlagevermögens, die Kalkulationsmethode und die Höhe der Betriebskosten zu nennen [64]. Diese Faktoren lassen eine Berechnung von variablen Netzentgelten nicht zu.

Das aktuelle Berechnungsverfahren an sich weist zwei Komponenten auf, die eine variable Gestaltung ermöglichen. Das sind einerseits der Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen den Netz- bzw. Umspannebenen und andererseits der Gleichzeitigkeitsgrad der individuellen Jahreshöchstlasten an der Höchstlast der entsprechenden Netzebene.

Eine weitere Einflussmöglichkeit auf die Höhe der Netzentgelte stellt die Anpassung der Entgelte aufgrund des Lastverlaufes im Netz für verschiedene Typtage dar. Für die Berechnung bieten sich verschiedene Ansätze:

- lastvariable Netznutzungsentgelte,
- verbrauchsvariable Netznutzungsentgelte,
- zeitvariable Netznutzungsentgelte,
- ortsvariable Netznutzungsentgelte.

Beim Ansatz der lastvariablen Netzentgelte orientiert sich die Entgelthöhe an der Jahreshöchstlast der jeweiligen Spannungsebene. Die Lastvariabilität wird im aktuellen Berechnungsmodell bereits angewendet. In der Briefmarke ist diese Komponente enthalten. Bis jetzt bezieht sich die Jahreshöchstlast jedoch lediglich auf die Spannungsebene und nicht auf unterschiedliche Netznutzergruppen.

Verbrauchsvariable Netzentgelte bieten die Möglichkeit die Höhe der Entgelte anhand des Verbrauchs der Netznutzer, d.h. der zeitlichen und mengenmäßigen Inanspruchnahme des Netzes, zu variieren. Die Gleichzeitigkeitsfunktionen bieten hier Möglichkeiten die individuellen Höchstlasten am Lastfluss der betrachteten Spannungsebene zu bewerten.

Anhand des Ansatzes der zeitvariablen Netzentgelte ist eine Anpassung an die veränderten Lastprofile in Abhängigkeit von Uhrzeit, Wochentag und Jahreszeit möglich.

Einen weiteren Ansatz bieten ortsvariable Netznutzungsentgelte. Unterschiedliche Strukturgebiete verursachen unterschiedliche Investitionskosten für den Anschluss an das Netz sowie Netzausbau. Zu unterscheiden sind ländliche, kleinstädtische und großstädtische Versorgungsgebiete. Einen weiteren Aspekt der Ortsvariabilität stellen die dezentralen Einspeisungen von Wind- und Photovoltaikanlagen. Aufgrund des ortsabhängigen Windangebotes sowie der Globalstrahlung verteilt sich die installierte Leistung dieser Anlagen über Deutschland [65] [66].

Anhand der vier genannten Dimensionen der Variabilität wird die Methodologie des neuen Ansatzes entwickelt, welche im nachfolgenden Abschnitt beschrieben wird.

3.2.3 Methodologie des Ansatzes

Der zu entwickelnde Berechnungsansatz für Netznutzungsentgelte soll eine Methode vorgeben, mit der die Netzbetreiber die Netznutzungsentgelte verursachungsgerecht auf die Anschlussnutzer in ihrem Netzgebiet aufteilen können. Dabei bleiben die Einnahmen für den Netzbetreiber aus Netzentgelten, unabhängig davon ob der aktuelle oder variable Berechnungsansatz verwendet wird, gleich. Der variable Ansatz verfolgt neben den bereits vorhandenen Einflussfaktoren der Netzkosten und Jahreshöchstlast, den Lastverlauf auf Netzebene sowie geografische Gegebenheiten bezüglich Siedlungsdichte und installierter Wind- und PV-Leistung.

Anhand des Lastverlaufes lassen sich Zeiträume mit hoher und niedriger Last identifizieren, welche als Ansatz zur Einteilung in Entgeltstufen herangezogen werden. Dabei orientieren sich die Entgeltstufen am Prinzip der zeit- und lastvariablen Stromtarife. Die geografischen und demografischen Einflussfaktoren wirken sich auf die Höhe der Investitionskosten des Netzes aus. Netzkosten variieren zwischen Besiedlungsgebieten – ländliche Gebiete, Kleinstädte und Großstädte – aufgrund der Anzahl der Anschlussnutzer pro Leitungskilometer. Die Dezentralisierung der fluktuierenden Energieeinspeisungen spielt eine weitere Rolle bei der Höhe der Netzentgelte. Durch die Fluktuation dieser Einspeisungen ergeben sich Einflussgrößen auf das Lastprofil im Netz. Dabei sind diese Einflussgrößen wiederum ortsabhängig. Die Gesamtheit der Einflussfaktoren bildet die Grundlage der Berechnung verschiedener Netzentgeltstufen, welche zu einer Variabilität der Netzentgelte beitragen. Die Methodologie des Ansatzes stellt einen zweistufigen Prozess dar. Zunächst werden die Einflussfaktoren für Variabilität identifiziert. Anschließend werden die Einflussfaktoren unter Verwendung empirischer Daten und Daten des Referenznetzbetreibers bestimmt.

Identifizierung der Einflussfaktoren

Der Ansatz der Multivariabilität der Netznutzungsentgelte berücksichtigt die orts-, zeit- und lastbezogene Einflussfaktoren.

Der ortsbezogene Einfluss wird durch die Einteilung in Strukturgebiete erreicht. Die verschiedenen Strukturgebiete (ländlich-kleinstädtisch, mittelstädtisch, großstädtisch) haben Auswirkungen auf die Mengenstruktur, d.h. Netznutzer pro Fläche, und auf die Investitionskosten der Netzbetreiber.

Der zeitliche Einfluss wird über den Typtagansatz einbezogen. Über das Lastprofil des Mittelspannungsnetzes¹¹ werden entsprechend der Typtage verschiedene Zeitzonen (Tarifzonen) definiert mit dem Ziel der Vergleichmäßigung der Last. Hierbei wird aufgrund der verfügbaren Datenbasis eine Unterscheidung zwischen Nutzergruppen bzw. Strukturgebieten nicht berücksichtigt. Der Lastverlauf im Mittelspannungsnetz wird als Gesamtheit betrachtet.

Ein dritter Einflussfaktor sind die Einspeisungen aus regenerativen Energiequellen. Diese stochastischen Einspeisungen aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen wirken sich auf den Lastfluss im Mittelspannungsnetz aus und bieten somit Ansatzpunkte für eine Differenzierung der Netznutzungsentgelte. Die Differenzierung erfolgt anhand des Betrages der Abweichung zwischen dem Lastverlauf und der Einspeisung der regenerativen Erzeugungsanlagen.

Zeitvariabilität - Einteilung der Netzentgeltstufen anhand von Lastprofilen

Die Einteilung der Netzentgeltstufen erfolgt anhand von Lastprofilen und den sich für diese Lastprofile ergebenden Typtagverläufen.

Ein Typtag stellt einen Referenztag dar, welcher für energiewirtschaftliche Berechnungen genutzt wird. Typtage werden bei der Lastprofilardarstellung verwendet. Der VDEW (heute BDEW) hat eine Unterteilung in Werktag, Samstag, Sonntag und Feiertag festgesetzt, welche sich jeweils saisonal nach Sommer-, Winter- und Übergangstage unterscheiden (vgl. Tabelle 3.3).

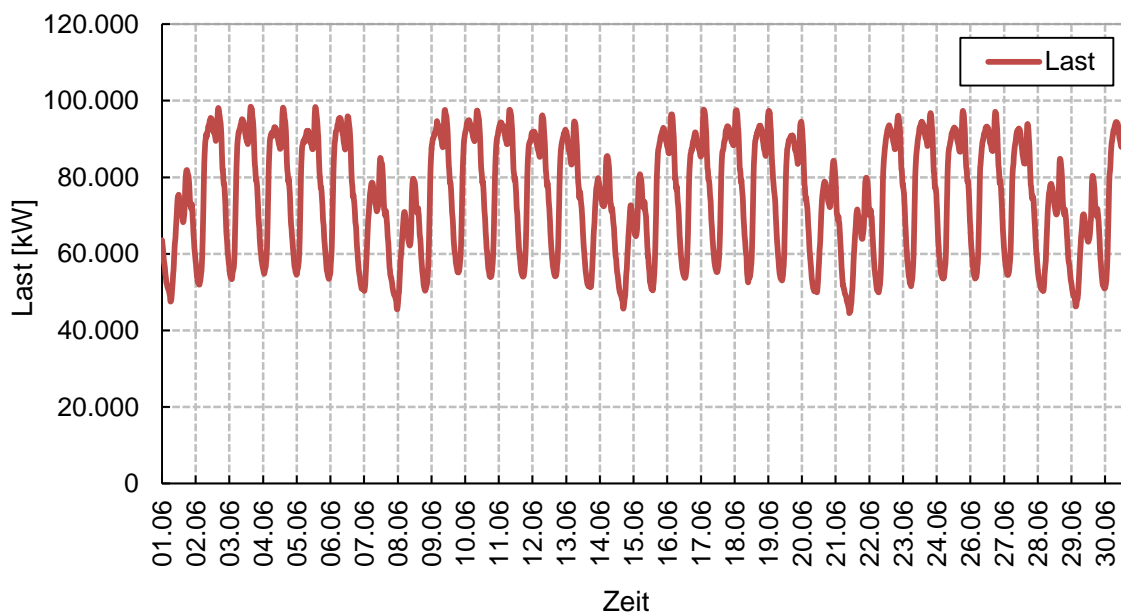
Für das Lastprofil der Haushalte H0 gibt es neun verschiedene Typtage (Sonntage und Feiertage sind zusammengefasst) [67]. Dabei ist jeder Typtag durch einen charakteristischen Lastverlauf gekennzeichnet. Mit Hilfe dieses Typtaglastverlaufes werden Zeiträume identifiziert, in denen verschiedenen Netzentgeltstufen Anwendung finden.

¹¹ Ansatz ist die Betrachtung des Mittelspannungsnetzes, weil der Verteilernetzbetreiber auf dieser Spannungsebene agiert

Tabelle 3.3: Einteilung der Typtage [67]

Winter (01.11. bis 20.03.)	Sommer (15.05. bis 14.09.)	Übergangszeit (21.03. bis 14.05. und 15.09. bis 31.10)
Winter Werktag	Sommer Werktag	Übergangszeit Werktag
Winter Samstag	Sommer Samstag	Übergangszeit Samstag
Winter Sonntag	Sommer Sonntag	Übergangszeit Sonntag

Die Festlegung von verschiedenen Preisstufen für Netzentgelte (Leistungs- und Arbeitspreis) erfolgt anhand des Lastprofils eines Referenznetzbetreibers (vgl. Abschnitt 3.1). Hierbei wurde ein repräsentativer Lastverlauf eines durchschnittlichen deutschen Netzbetreibers verwendet. Der Referenzlastverlauf spiegelt den Mittelwert über alle Netzebenen (ausgenommen Höchstspannungsebene¹²) und Strukturgebiete (klein-, mittel- und großstädtisch) wider (vgl. Abbildung 3.1).

**Abbildung 3.1:** Lastverlauf des Referenznetzbetreibers Juni 2011

Für die verschiedenen Typtage wurde das Lastprofil mittels EMS-EDM PROPHET bestimmt [68]. Das Lastprofil gibt den durchschnittlichen Lastverlauf für einen Tag (0:00 bis 23:45 Uhr) wider. Die Einteilung der Typtage ergibt neun verschiedene Lastprofile (Winter Werktag, Winter Samstag, Winter Sonntag, Sommer Werktag, Sommer Samstag, Sommer

¹² Liegt alleinig in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber

Sonntag, Übergangszeit Werktag, Übergangszeit Samstag, Übergangszeit Sonntag). Im Folgenden ist beispielhaft ein Lastprofil für den Typtag Sommer Samstag dargestellt.

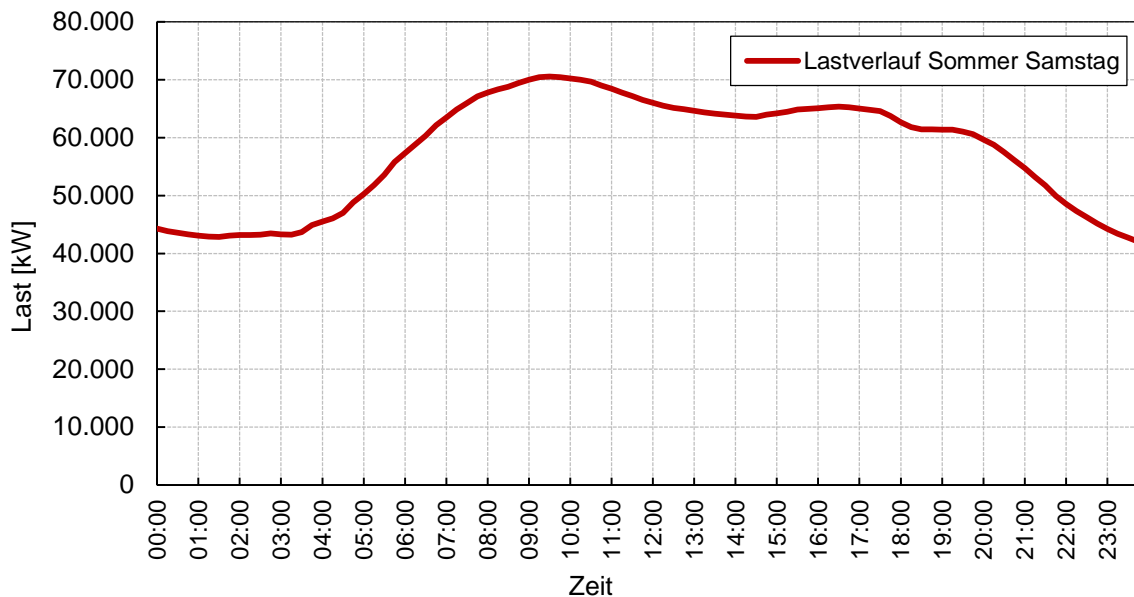


Abbildung 3.2: Lastfluss Referenznetzbetreiber Sommer Samstag

Ortsvariabilität - Gewichtung anhand der Strukturgebiete

Die Ortsvariabilität wird durch die Einteilung in Strukturgebiete erreicht. Die verschiedenen Strukturgebiete (ländlich-kleinstädtisch, mittelstädtisch, großstädtisch) haben Auswirkungen auf die Mengenstruktur, d.h. Netznutzer pro Fläche, und auf die Investitionskosten der Netzbetreiber. Die Gebiete sind wie folgt definiert:

- ländlich-kleinstädtisch: < 25.000 Einwohner,
- mittelstädtisch: 25.000 bis 100.000 Einwohner,
- großstädtisch: > 100.000 Einwohner.

Für die Berechnung der Netzentgelte ergeben sich unterschiedliche Kosten der Kostenträger und Jahreshöchstlasten in Abhängigkeit von der Spannungsebene und des Strukturgebietes [64]. Diese führen zu unterschiedlichen spezifischen Jahreskosten (Briefmarken). Anhand empirischer Daten (vgl. [64] und [69]) lässt sich feststellen, dass die spezifischen Jahreskosten im ländlichen Gebiet höher als in mittelstädtischen und diese wiederum höher als in großstädtischen Gebieten sind. Annahme sind gleiche spezifische Investitionskosten in allen drei Gebieten. Die verschiedenen Höhen der spezifischen Jahreskosten und somit der Netznutzungsentgelte ergeben sich aufgrund der Bevölkerungsdichte und somit der Stromverteilungsmenge pro Meter Kabel Verteilungsstrecke. Auf Basis der empirischen Daten wurden Gewichtungsfaktoren ermittelt, welche sowohl die Kosten der Kostenträger

pro Spannungsebene als auch die Jahreshöchstlast auf die verschiedenen Strukturgebiete aufteilen.

Lastvariabilität - Auswirkung von dezentralen Einspeisungen

Neben den Einflussfaktoren Strukturgebiet und Typtaglastverlauf spielt der Lastverlauf der dezentralen, regenerativen Einspeisungen eine entscheidende Rolle für die Berechnung von variablen Netzentgelten. Dabei wird sich auf die Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen beschränkt, weil es sich um gering beeinflussbare Größen handelt, jedoch der Netzbetreiber laut EEG verpflichtet ist diese Leistungen in sein Netz aufzunehmen. Dadurch entstehen Schwankungen und ggf. Überlasten im Netz, die der Netzbetreiber auszugleichen hat. Diese Auswirkungen sind im Berechnungsansatz für Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen. Die Annahme dieser Überlegung ist, dass eine größere Abweichung zwischen Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen und Last, eine stärkere Differenzierung der Netzentgelte erfordert, um die Last an die Einspeisung anzugleichen.

Qualitativer Einfluss:

Zur Ermittlung des Einflusses auf die Höhe der Netzentgelte wurden die Verläufe der Netzlast (rote Linie), der Windleistungseinspeisung (blaue Linie) sowie der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen (grüne Linie) anhand ihres Maximalwertes normiert (vgl. Abbildung 3.3 und Abbildung 3.4).

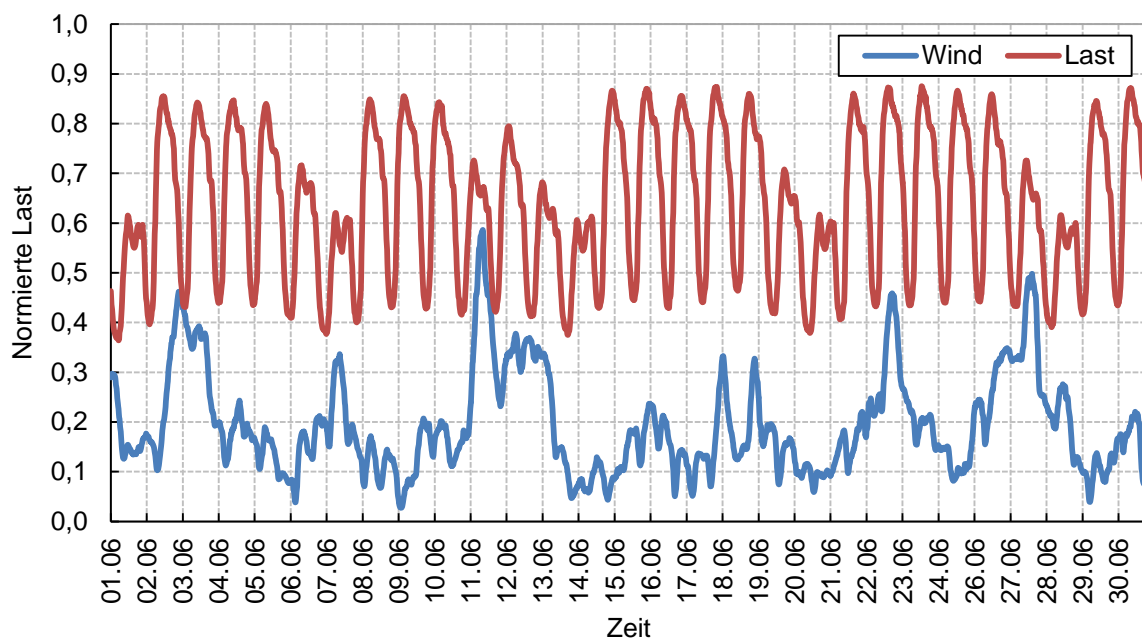


Abbildung 3.3: Normierter Verlauf Referenznetzlast und Windeinspeisung

Somit wird eine qualitative Vergleichbarkeit erreicht. Die Daten für die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen wurde der Netzbetreiber „50Hertz“ von Vattenfall entnommen [70]. Aus den Daten von 2007 bis 2010 wurden die Viertelstundenmittelwerte berechnet. Somit hat sich ein gemittelter Jahresverlauf für die jeweilige Einspeisung ergeben.

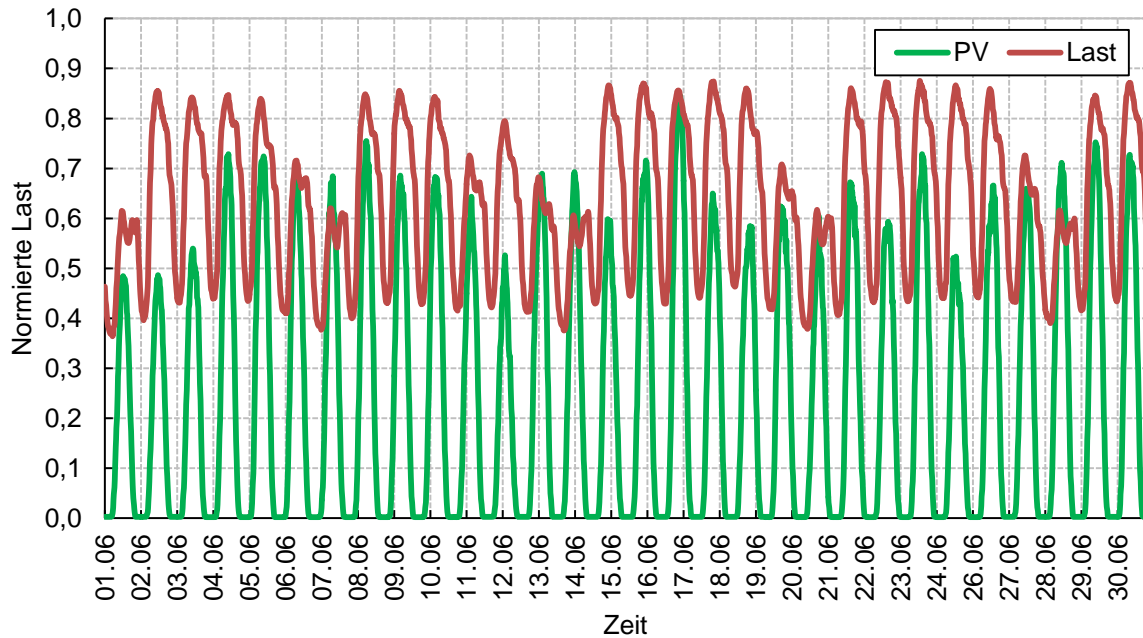


Abbildung 3.4: Normierter Lastverlauf Referenznetzlast und PV-Einspeisung

Ein Maß für die Streuung zwischen Lastverlauf und Verlauf der Einspeisung ist die Standardabweichung. Sie gibt an wie weit die Einspeisung der regenerativen Erzeugungsanlagen vom Lastverlauf in der Netzebene abweichen. Über das Quadrat der Abweichung wird sowohl die positive als auch negative Abweichungen berücksichtigt, da beide eine Beeinflussung des Lastverlaufes bewirken. Um die saisonalen Schwankungen der Einspeisungen zu berücksichtigen wurden die Verläufe in drei Zeiträume entsprechend der Typtageinteilung untergliedert – Sommer, Winter und Übergang. Die Abweichung s berechnet sich gemäß Formel 3.1.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_{EE} - P_{Ref})^2}{n}} \quad (3.1)$$

mit: P_{EE} - normierte Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien [kW],

P_{Ref} - normierte Last,

n - Anzahl der Viertelstunden pro Zeitraum.

Für die einzelnen Zeiträume wird der Mittelwert der quadratischen Abweichung durch Division der Summe aller quadratischen Abweichungen durch die Anzahl der Viertelstunden in diesem Zeitraum ermittelt. Die Wurzel aus diesem Wert ergibt die Standardabweichung zwischen Last und Einspeisung pro Zeitraum. Für die verschiedenen Zeiträume ergeben sich folgende Werte.

Tabelle 3.4: Mittlere Abweichung Last und EEG-Einspeisung

s	Sommer	Winter	Übergang
Wind	0,4674	0,4333	0,4637
PV	0,4483	0,6801	0,5337

Die Werte aus Tabelle 3.4 zeigen, dass die Abweichungen, unabhängig von der Saison, hoch sind. Aufgrund der Normierung der Einspeisewerte kann die Standardabweichung im Bereich von 0 bis 1 liegen. Die sich ergebenden Abweichungen mit Werten zwischen 0,4 und 0,7 sind dementsprechend hoch. Weiter ist anzunehmen, dass die Einspeisung aus PV-Anlagen eine höhere Saisonabhängigkeit aufweist als die Windeinspeisung, welche im Vergleich über das gesamte Jahr eine annähernd gleiche mittlere Abweichung aufweist. Die errechneten qualitativer Faktoren gehen in Berechnung der Gewichtungsfaktoren für die dezentrale Einspeisung als ein Bestandteil mit ein, um die Abweichung numerisch zu integrieren.

Quantitativer Einfluss:

Nachdem der qualitative Zusammenhang zwischen der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen und der Höhe der Netzentgelte bestimmt wurde, wird im Folgenden der quantitative Einfluss beschrieben. Dazu wird das deutsche Netzgebiet in verschiedene Wind- und Photovoltaikzonen eingeteilt (siehe Abbildung 3.5). Die Einteilung der Windzonen richtet sich nach dem Verhältnis von Jahresenergieertrag für Wind zum Bruttostromverbrauch im betrachteten Jahr. Die Betrachtung wird bundeslandscharf vollzogen.

Die Windzonen orientieren sich an den Grenzen der Bundesländer, weil nur für diese Auflösung Daten bezüglich der installierten Leistung zur Verfügung stehen (vgl. [66] [71]). Als Kriterium der Einteilung wurde der Anteil der installierten Leistung von Windkraftanlagen an der gesamten installierten Leistung herangezogen. Windzone I enthält Nordsee- und Ostseegebiete, welche zu 100% über Windkraft versorgt werden. In Windzone II beträgt

der Anteil mehr als 25%, in Windzone III zwischen 10% und 25% und in Windzone IV weniger als 10%. Die Werte beziehen sich auf ein Szenario der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2013 [71].

Tabelle 3.5: Windzonen Deutschland

Windzone	P_{Wind} zu P_{gesamt}	Gebiete
I	1	Küstengebiet Nord- und Ostsee
II	> 0,25	Brandenburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein, Thüringen
III	0,10 – 0,25	Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland
IV	< 0,10	Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Hamburg

Für diese Zonen werden Faktoren berechnet, um den Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte in den verschiedenen Zonen zu bestimmen. Die Faktoren beschreiben den erwarteten Wert des Anteils der regenerativen Einspeisung am Bruttostromverbrauch in einer Zone. Dazu werden die Parameter Jahresenergieertrag, Bruttostromverbrauch sowie installierte Leistung Windkraftanlagen 2008 und 2020 verwendet [72] [73] [66]. Die Berechnung bezieht sich nicht auf Windzone I Off-Shore-Gebiete, da zum gegebenen Zeitpunkt noch keine installierten Anlagen verfügbar sind.

$$GF_{\text{Wind}} = \frac{W_{\text{Wind}}}{BSV} \times \frac{P_{\text{inst } 2020}}{P_{\text{inst } 2008}} \quad (3.2)$$

mit: GF_{Wind} - Gewichtungsfaktor Wind,

W_{Wind} - Summe der Jahresenergie der WKA der Bundesländer je Zone in GWh,

BSV - Bruttostrom der Bundesländer je Zone,

$P_{\text{inst } 2008}$ - installierte Windkraftleistung 2008 Deutschland,

$P_{\text{inst } 2020}$ - installierte Windkraftleistung 2020 Deutschland.

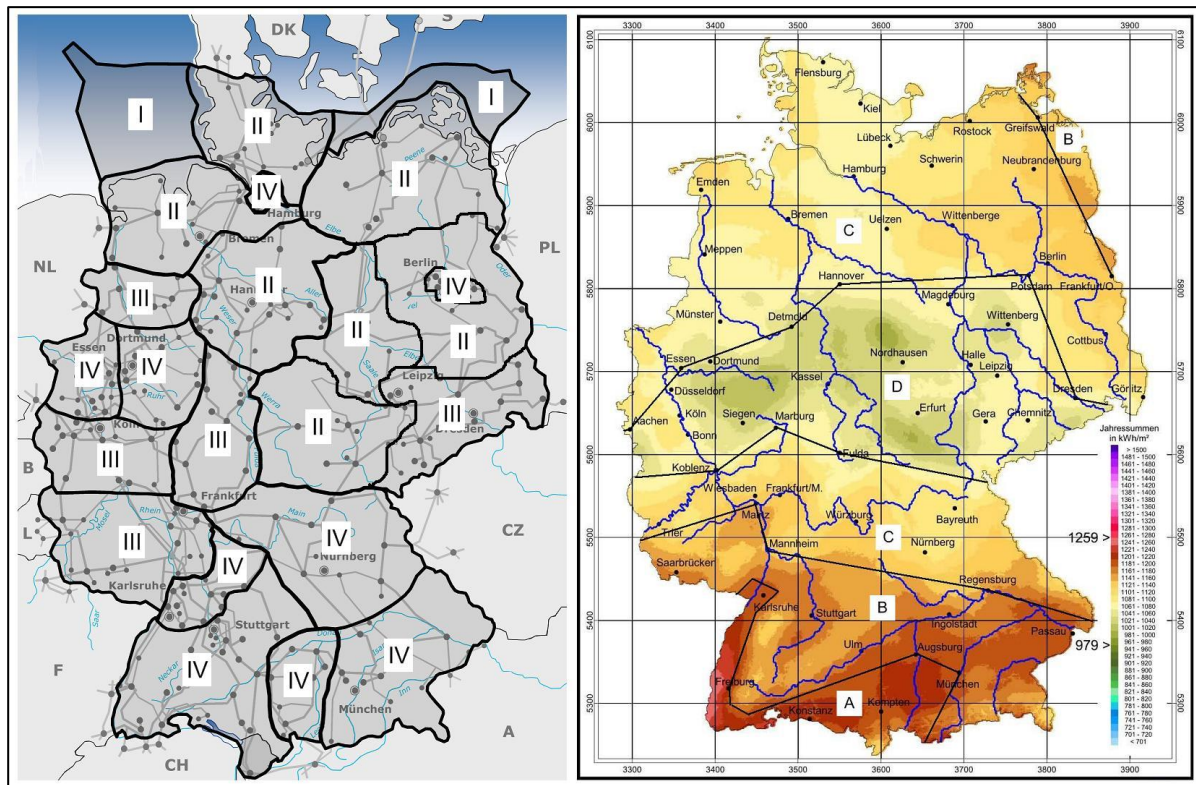


Abbildung 3.5: Einteilung in Wind- und PV-Zonen (eigene Darstellung angelehnt [71] [74])

Für Photovoltaikgebiete wird nach gleicher Weise verfahren wie bei der Zonenbildung für Wind. Die Einteilung richtet sich nach der Globalstrahlung sowie der installierten Leistung [65] [74]. Dabei ist eine eindeutige Zuordnung einer Zone zu Bundesland aufgrund der Datenlage nicht möglich.

Tabelle 3.6: Photovoltaikgebiete Deutschland

PV-Zone	Globalstrahlung ¹³	Gebiete
A	1200 kWh/m ²	Oberrhein Graben, Bodensee, Voralpen
B	1160 kWh/m ²	Baden-Württemberg, Bayern südlich von Regensburg, Saarland, Rheinland-Pfalz südlich von Mainz, polnische Grenze nördlich von Frankfurt/Oder
C	1100 kWh/m ²	Norddeutschland, Franken, Hessen, nördliches Rheinland-Pfalz
D	1040 kWh/m ²	Mittelgebirge bis Höhe Hannover – Potsdam

Als Parameter für die Berechnung werden der Jahresenergieertrag, Bruttostromverbrauch, installierte Leistung Photovoltaikanlagen 2008 und 2020 [65] [66] [72] einbezogen. Die Jahresenergieerträge für die einzelnen Bundesländer wurden über mittlere Energieerträge in

¹³ Bezogen auf die Horizontale (also 0° Anstellwinkel).

Abhängigkeit der mittleren Globaleinstrahlung berechnet [75]. Die Gewichtung ermittelt sich gemäß nachfolgender Formel.

$$GF_{PV} = \frac{W_{PV}}{BSV} \cdot \frac{P_{inst\ 2020}}{P_{inst\ 2008}} \quad (3.3)$$

mit: GF_{PV} - Gewichtungsfaktor Photovoltaik,

W_{PV} - Summe der Jahresenergie der PV-Anlagen je Zone in GWh,

BSV - Bruttostrom der Bundesländer je Zone,

$P_{inst\ 2008}$ - installierte Photovoltaikleistung 2008 Deutschland,

$P_{inst\ 2020}$ - installierte Photovoltaikleistung 2020 Deutschland.

Die quantitativen Faktoren werden mit den qualitativen Faktoren, welche eine Saisonabhängigkeit beschreiben kombiniert. Als Annahme wird vorausgesetzt, dass sich das Netzgebiet eines Verteilernetzbetreibers in jeweils nur einer Wind- und Photovoltaikzone befindet. Daher werden für die möglichen Kombinationen aus Wind- und PV-Zone je drei Saisonfaktoren (für Sommer, Winter und Übergang) ermittelt. Zunächst werden die quantitativen Gewichtungsfaktoren GF_{PV} und GF_{Wind} mit entsprechenden qualitativen Faktoren s_{PV} und s_{Wind} multipliziert. Für jede Saison ergeben sich zwei Faktoren. Deren Summe spiegelt das Verhältnis zwischen Wind und PV bezüglich des Anteils am Bruttostromverbrauch unter Berücksichtigung der Abweichung Einspeiseverlaufs vom Lastverlauf wider.

$$SF_{ija} = (GF_{PV;i} \cdot s_{PV;a}) + (GF_{Wind;j} \cdot s_{Wind;a}) \quad (3.4)$$

mit: SF_{ija} - Saisonfaktor für PV-Zone i, Windzone j und Saison a,

GF - Gewichtungsfaktor für jeweilige Zone,

s - mittlere Abweichung je Einspeiseart und Saison,

i - PV-Zone [A, B, C, D],

j - Windzone [I, II, III, IV],

a - Saison [Sommer, Winter, Übergang].

Über die Summe aller Saisonfaktoren einer Zonenkombination werden die einzelnen Faktoren normiert, damit der Mittelwert aller Saisonfaktoren gleich eins ist. Damit ist gewährleistet, dass sich die Summe der Netznutzungsentgelte über ein Jahr nicht unterscheidet, d.h. kein Mehrerlös für die Netzbetreiber entsteht.

In das aktuelle Berechnungsschema werden die Orts-, Zeit- und Lastabhängigkeit gemäß Abbildung 3.6 integriert. Dabei stellen die weiß hinterlegten Komponenten die Parameter und Berechnungsschritte des aktuellen Netzentgeltschemas und die farbig hinterlegten Komponenten die zusätzlichen Parameter des neuen Ansatzes für multivariable Netznutzungsentgelte dar.

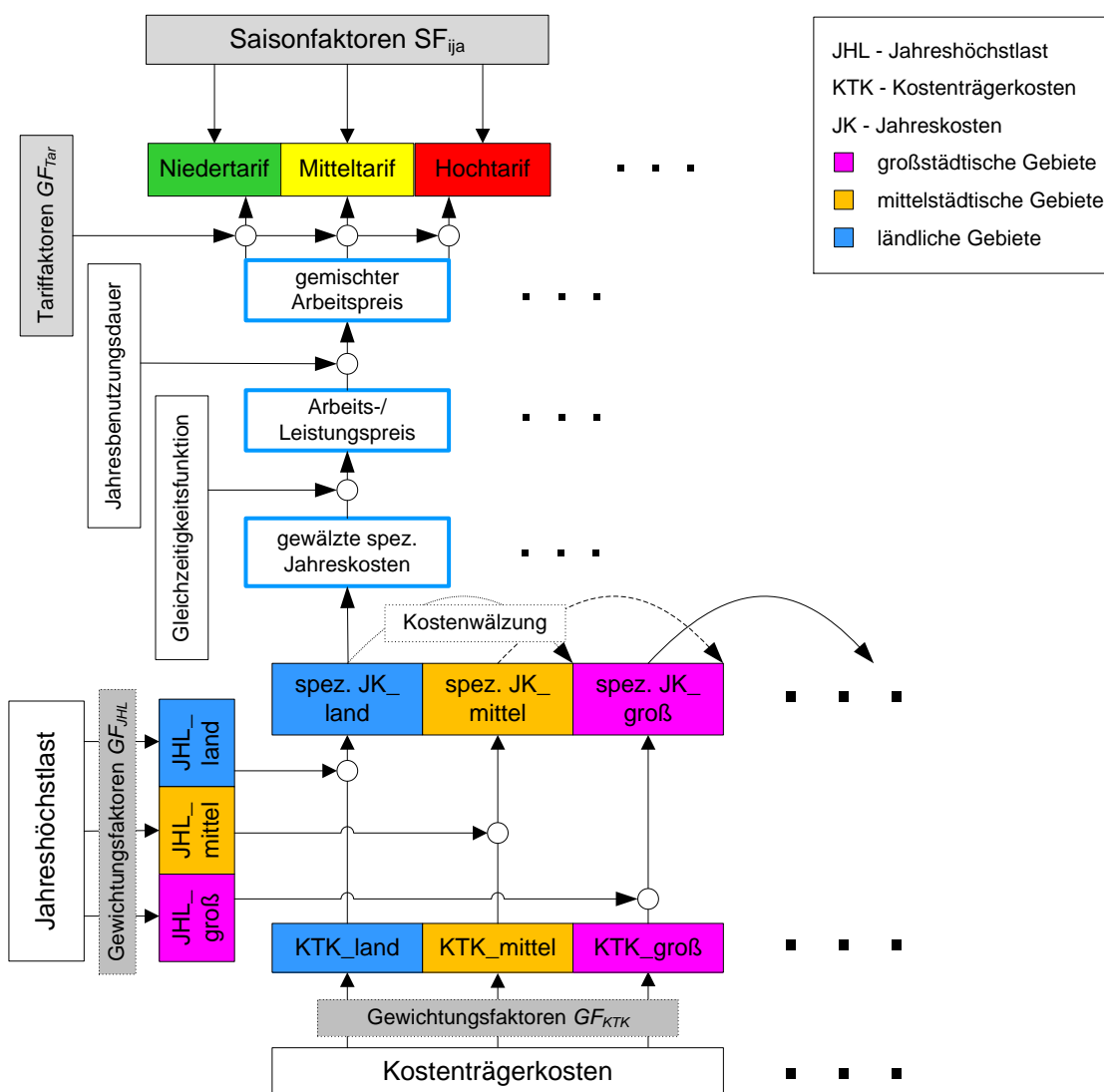


Abbildung 3.6: Integration der Orts- und Zeitvariabilität sowie Erneuerbaren Energien

Die Ortsvariabilität spiegelt sich in einer Aufteilung der Gesamtkostenträgerkosten und der Jahreshöchstlast auf die Anteile der groß- und mittelstädtischen sowie ländlichen Struktur-

gebiete wider. Dadurch ergeben sich unterschiedliche spezifische Jahreskosten für die Strukturgebiete. Diese Kosten werden entsprechend der Netzebenen gewälzt und bestimmen über die Gleichzeitigkeitsfunktion und die Jahresbenutzungsdauer den gemischten Arbeitspreis pro Strukturgebiet. Dieser Arbeitspreis besitzt eine zeitliche Variabilität, welche durch die Netzentgeltstufen Nieder-, Mittel- und Hochtarif festgelegt wird. Die verschiedenen Entgeltstufen (Nieder-, Mittel- und Hochtarif) werden mit den Saisonfaktoren gewichtet und ergeben damit die resultierende Höhe der Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit des Strukturgebietes, der Zeit und der lokalen Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen.

3.2.4 Umsetzung des Ansatzes

Um das statische Modell der Netznutzungsentgelte flexibler und verursachungsgerechter zu gestalten wurde der Ansatz der Variabilität in Abhängigkeit des Lastverlaufes, der Zeit und des Strukturgebietes gewählt. Die qualitative Bestimmung der Einflussfaktoren auf die Netznutzungsentgelte wurde in 3.2.3 durchgeführt. Die folgenden Abschnitte befassen sich mit der Quantifizierung dieser Faktoren.

Zeitvariabilität – Quantifizierung der Tariffaktoren für Netzentgeltstufen

Als Gewichtungsfaktor wird die Zeit eingeführt. Hierzu werden zunächst verschiedene Tarifzonen für die Typtage definiert. Die Tarifzonen werden anhand der Höhe der Last sowie der Steigung des Lastverlaufes ermittelt.

Beispielhaft ist dies für den Referenzverlauf des Typtages Sommer Samstag in Abbildung 3.7 dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Einteilung hier nur beispielhaft ist. Jeder Netzbetreiber hat anhand der Lastverläufe in seinem Netz die Stufen entsprechend zu wählen.

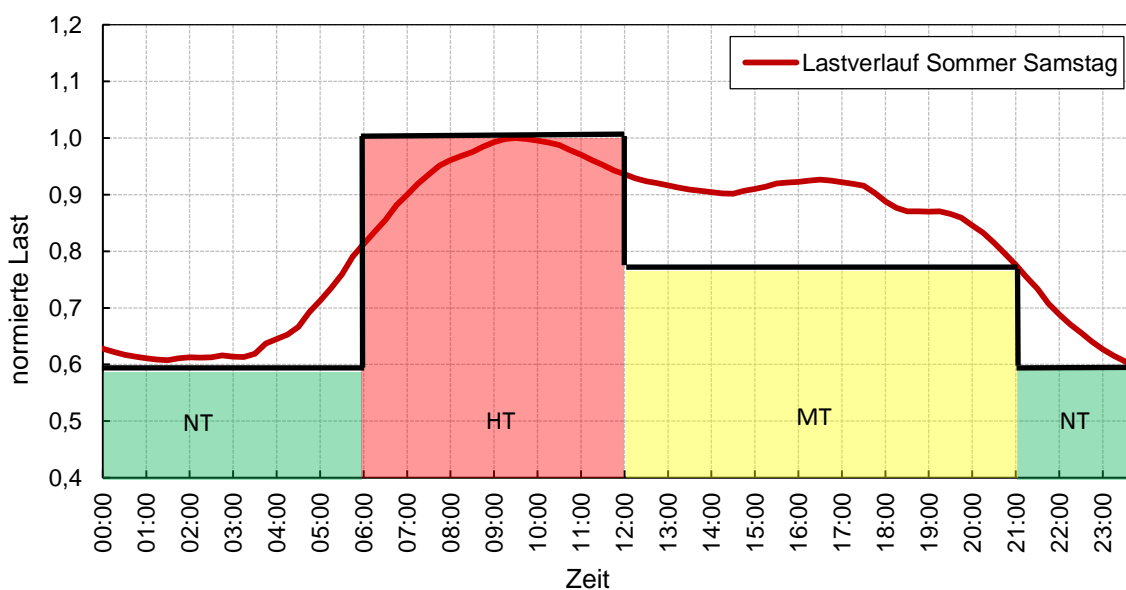


Abbildung 3.7: Lastverlauf und Einteilung der Netzentgeltstufen

Weiterhin werden verschiedene Entgeltstufen definiert. Es wurden drei Stufen gewählt – Nieder-, Mittel- und Hochtarif (grün, gelb und rot hinterlegt) (siehe Tabelle 3.7), wobei sich diese zwischen den Strukturgebieten unterscheiden und über Tariffaktoren ermittelt werden. Diese Faktoren beziehen sich auf den Arbeitspreis, da dadurch eine Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens hinsichtlich einer Lastverschiebung verfolgt wird.

Tabelle 3.7: Einteilung in Tarifzonen

Typtag	Tarifzone 1	Tarifzone 2	Tarifzone 3	Tarifzone 4
Winter Werktag	22:00 – 8:00	8:00 – 16:00		16:00 – 22:00
Winter Samstag	22:00 – 8:00	8:00 – 12:00	12:00 – 16:00	16:00 – 22:00
Winter Sonntag	22:00 – 8:00	8:00 – 12:00	12:00 – 16:00	16:00 – 22:00
Sommer Werktag	21:00 – 6:00	6:00 – 21:00		
Sommer Samstag	21:00 – 6:00	6:00 – 12:00	12:00 – 21:00	
Sommer Sonntag	21:00 – 6:00	6:00 – 12:00	12:00 – 16:00	16:00 – 21:00
Übergang Werktag	21:00 – 7:00	7:00 – 21:00		
Übergang Samstag	22:00 – 7:00	7:00 – 13:00	13:00 – 17:00	17:00 – 22:00
Übergang Sonntag	22:00 – 7:00	7:00 – 13:00	13:00 – 17:00	17:00 – 22:00

Zunächst orientieren sich die Entgeltstufen an den Höhen aktuell existierender zeitvariabler Tarife. Als Annahme wird bestimmt, dass der Mittelwert der Tarife je Strukturgebiet der momentanen Höhe der Netzentgelte für das entsprechende Strukturgebiet nach aktuellem Berechnungsschema entspricht. Über Gewichtungsfaktoren (Tariffaktoren GF_{Tar}) ermitteln sich die Höhen der Entgeltstufen.

Die Tariffaktoren können einerseits so gewählt werden, dass definierte Ziele des Netzbetreibers wie beispielweise die Vergleichmäßigung oder Reduzierung der Last erfüllt werden. Andererseits lässt sich eine Gewichtung anhand der maximalen und minimalen Lasten in einer Netzebene vornehmen. Über das Verhältnis zwischen der Maximal- und Minimallast lassen sich die Tariffaktoren berechnen. Dabei bestehen zwei Möglichkeiten. Zum einen können die Faktoren so bestimmt werden, dass eine Vergleichmäßigung auf der betroffenen Netzebene erreicht werden soll. Zum anderen kann ein Ausgleich des Lastverlaufes auf der vorgelagerten Ebene verfolgt werden, da Lasten auf den nachgelagerten Ebenen Auswirkungen auf die vorgelagerten Ebenen verursachen. Die Untersuchung realer Lastverläufe hat ergeben, dass, mit Ausnahme der Umspannebene Höchstspannung auf Hochspannung, sich ein festes Verhältnis zwischen maximaler Last, durchschnittlicher Last und minimaler Last einstellt. Dieses Verhältnis beträgt 3 zu 2 zu 1. Eine Übertragung auf die Tariffaktoren bedingt für den Niedertarif ein Wert von 0,5, Mitteltarif 1,0 und Hochtarif 1,5. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Durchschnitt aller drei Faktoren gleich eins ist.

Ortsvariabilität - Quantifizierung der Gewichtungsfaktoren für Strukturgebiete

Im Rahmen der Ortsvariabilität wurden aufgrund empirischer Daten bezüglich des Beitrages einzelner Strukturgebiete an den Netzkosten und der Jahreshöchstlast Gewichtungsfaktoren ermittelt, welche sowohl die Kosten der Kostenträger pro Spannungsebene (g_{KTK}) als auch die Jahreshöchstlast (g_{JHL}) auf die verschiedenen Strukturgebiete aufteilt. Es wurde sich Untersuchungen von [64] und [69] bedient, welche empirisch den Einfluss verschiedener Strukturgebiete auf die Netzkosten und Jahreshöchstlasten ermittelt haben. Aus den empirischen Daten wurden die Gewichtungsfaktoren GF_{KTK} und GF_{JHL} berechnet (siehe Tabelle 3.8 und Tabelle 3.9). Als Aussage der empirischen Daten lässt sich festhalten, dass die spezifischen Jahreskosten im ländlichen Gebiet höher als in mittelstädtischen und diese wiederum höher als in großstädtischen Gebieten sind. Annahme sind gleiche spezifische Investitionskosten in allen drei Gebieten. Die verschiedenen Höhen der spezifischen Jahreskosten und somit der Netznutzungsentgelte ergeben sich aufgrund der Bevölkerungsdichte und somit der Stromverteilungsmenge pro Meter Kabel.

Tabelle 3.8: Gewichtungsfaktoren Kostenträgerkosten GF_{KTK}

Kostenträgerkosten	ländlich	mittelstädtisch	großstädtisch
HS/MS	0,07	0,18	0,75
MS	0,04	0,12	0,84
MS/NS	0,07	0,18	0,75
NS	0,04	0,12	0,84

Tabelle 3.9: Gewichtungsfaktoren Jahreshöchstlast GF_{JHL}

Jahreshöchstlast	ländlich	mittelstädtisch	großstädtisch
HS/MS	0,03	0,1	0,87
MS	0,03	0,1	0,87
MS/NS	0,03	0,1	0,87
NS	0,03	0,1	0,87

Die Gewichtungsfaktoren geben an zu wie viel Prozent das jeweilige Strukturgebiet an den Gesamtkosten bzw. Gesamthöchstlast der entsprechenden Ebene beteiligt ist. Die Gewichtungsfaktoren addieren sich zu eins, da sie eine Aufteilung der Gesamtgröße pro Ebene zum Ziel haben. Die Kostenträgerkosten in der Mittelspannungsebene werden zu 4% durch das ländliche, zu 12% durch das mittelstädtische und zu 84% durch das großstädtische Strukturgebiet verursacht (vgl. Tabelle 3.8). Entscheidend für die Verteilung der Netzkosten ist das Verhältnis zwischen den Kostenträgerkosten und der Jahreshöchstlast, denn dieses spiegelt die Höhe der spezifischen Jahreskosten und somit die Höhe der Netzentgelte wider. Bei einem Verhältnis der Gewichtungsfaktoren größer 1 (wie im ländlichen und mittelstädtischen Gebiet) sind die Netzkosten pro Meter Kabel höher als die Jahreshöchstlast pro Meter Kabel.

tischen Gebiet) bedeutet dies ein Anstieg der Netzentgelte im Vergleich zu den Netzentgelten nach aktuellem Modell. Für großstädtische Gebiete ist dieses Verhältnis kleiner eins, somit sinken hier die Netzentgelte.

Die Betrachtung pro Strukturgebiet erlaubt keine Aussage über den Anteil pro Anschlussnehmer (AN). Diese Aussage ist für das Berechnungsmodell nicht notwendig, jedoch veranschaulicht sie den gewählten Ansatz. Anhand statistischer Daten werden die Anteile pro Anschlussnehmer im Mittelspannungsnetz in Abhängigkeit des Strukturgebietes berechnet (vgl. [64]). Typische Strukturgebiete weisen folgende Parameter auf (vgl. Tabelle 3.10).

Tabelle 3.10: Beispiel Kostenträgerkosten (angelehnt an [64])

Strukturgebiet	Einwohner	Anschlussnehmer	Faktor Kosten	Kosten
ländlich	12.000	6.475	0,04	519 T€
mittelstädtisch	48.000	25.563	0,12	1.748 T€
großstädtisch	365.000	237.306	0,84	13.904 T€

6.475 Anschlussnehmer des ländlichen Gebietes verursachen 4% der Kosten auf der Mittelspannungsebene und 237.306 Anschlussnehmer des großstädtischen Gebietes 84% der Kosten. Diese Werte entsprechen 0,617 % pro tausend Anschlussnehmer auf dem Land und 0,354 % pro tausend Anschlussnehmer in der Großstadt. Werden Kosten angesetzt, so ergeben pro Anschlussnehmer folgende Kostenträgerkosten im Mittelspannungsnetz.

- Ländliches Gebiet: 80,15 €/AN bzw. 43,25 €/EW
- Mittlere Stadt: 68,38 €/AN bzw. 36,42 €/EW
- Großstadt: 58,59 €/AN bzw. 38,09 €/EW

Für die Jahreshöchstlast ergeben sich folgende Werte (vgl. Tabelle 3.11):

Tabelle 3.11: Beispiel Jahreshöchstlast (angelehnt an [64])

Strukturgebiet	Faktor Last	Höchstlast	Last pro AN	Last pro EW
ländlich	0,04	17 MW	2,62 kW	1,41 kW
mittelstädtisch	0,12	66 MW	2,58 kW	1,38 kW
großstädtisch	0,84	663 MW	2,79 kW	1,81 kW

Dieses Zahlenbeispiel unterstreicht, dass die Kosten je Anschlussnehmer mit Zunahme der Siedlungsgröße und somit der Abnehmerdichte steigt und somit dem neuen Ansatz, welcher die Netzentgelte nach Strukturgebieten unterscheidet.

Lastvariabilität - Quantifizierung des Einflusses dezentraler Einspeisungen

Anhand der Wind- und PV-Zonen (vgl. Tabelle 3.6 und Tabelle 3.7) werden Zonenkombinationen für das deutsche Netzgebiet definiert. Für jede Kombination werden die Zwischenfaktoren gemäß Formel 5.4 für Sommer, Winter und Übergang ermittelt. Eine Normierung über die drei Werte ergibt die Saisonfaktoren pro Zonenkombination (vgl. Tabelle 3.12). Die Saisonfaktoren unterliegen einer Abhängigkeit der quantitativen Gewichtungsfaktoren GF_{PV} und GF_{Wind} . Das bedeutet, wenn der quantitative Einfluss der Windeinspeisung höher ist als der Einfluss der PV-Einspeisung so verhalten sich die Saisonfaktoren in dieser Zonenkombination wie die Standardabweichungen s der Windeinspeisung. Die Integration der Saisonfaktoren in den Berechnungsalgorithmus erfolgt über eine Multiplikation mit den einzelnen Tarifstufen (Hoch-, Mittel- und Niedertarif) (siehe Abbildung 3.6). Die Saisonfaktoren sind in Tabelle 3.12 für alle Zonenkombinationen aufgelistet.

Gemäß Formel 3.2 ergeben sich folgende Faktoren für die Windzonen:

- Windzone I: $GF_{Wind} = 1$
- Windzone II: $GF_{Wind} = 0,363$
- Windzone III: $GF_{Wind} = 0,060$
- Windzone IV: $GF_{Wind} = 0,015$

Folgende Faktoren wurden gemäß Formel 3.3 für die Photovoltaikzonen ermittelt:

- Photovoltaikzone A: $GF_{PV} = 0,095$
- Photovoltaikzone B: $GF_{PV} = 0,063$
- Photovoltaikzone C: $GF_{PV} = 0,029$
- Photovoltaikzone D: $GF_{PV} = 0,024$

Der Berechnungsansatz für multivariable Netznutzungsentgelte basiert auf der Netzentgelt-systematik gemäß StromNEV. Erweitert wird diese Systematik um Einflussfaktoren in Abhängigkeit des Ortes, der Zeit und der erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 3.6). Die Ortsvariabilität unterscheidet das Netzgebiet in groß-, mittelstädtische und ländliche Gebiete, welche verschiedene Anteile an der Jahreshöchstlast und den Netzkosten verursachen. Über die Entgeltstufen Nieder-, Mittel- und Hochtarif wird die zeitliche Komponente des Lastverlaufes in die Netznutzungsentgelte integriert. Als dritter Einflussparameter wird die Abweichung der Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen von der Last verwendet. In Abhängigkeit verschiedener Wind- und PV-Zonen ergeben sich Saisonfaktoren zur Gewichtung der Tarifstufen. Diese Parameter erlauben dem VNB eine anreizbasierte Gestaltung der Netznutzungsentgelte, welche eine netzoptimale Beeinflussung der Netznutzerver-

brauchers ermöglicht und eine verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten gewährleistet.

Tabelle 3.12: Saisonfaktoren für Zonenkombinationen

Kombination PV-/Windzone	Sommer	Winter	Übergang
AIV	0,8343	1,1960	0,9697
AIII	0,8838	1,1337	0,9825
BIV	0,8450	1,1826	0,9725
BIII	0,9051	1,1069	0,9880
BII	0,9896	1,0007	1,0097
BI	1,0121	0,9723	1,0156
CIV	0,8744	1,1456	0,9800
CIII	0,9467	1,0546	0,9987
CII	1,0083	0,9771	1,0146
CI	1,0203	0,9621	1,0176
DIV	0,8833	1,1343	0,9823
DIII	0,9561	1,0428	1,0011
DII	1,0114	0,9732	1,0154

3.3 Flatrate-Bepreisung der Netznutzung

Der Flatrate-Ansatz für Netznutzungsentgelte stellt eine Abweichung vom aktuellen Berechnungsansatzes (StromNEV) dar, weil ausschließlich auf den Leistungspreis abgestellt wird. Dadurch wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die Leistung die entscheidende Größe für die Netzplanung, -ausbau und -steuerung ist. Die Einfachheit des Ansatzes zeichnet sich durch einen monatlich festen Zahlungsbetrag für ein definiertes Leistungsband aus. In den folgenden Abschnitten werden die Grundlage, die Methodik und die Umsetzung des Ansatzes detailliert beschrieben.

3.3.1 Auswahl des Ansatzes und Umsetzung der Ziele des Netzbetreibers

Der Ansatz der Flatrate-Bepreisung für Netznutzung ist losgelöst vom derzeitigen Berechnungsmodell. Er orientiert sich am Trend in den nordeuropäischen Ländern und an den Aussagen verschiedener Verbände zur Leistungsorientierung sowie den Erfahrungen aus der Bepreisung anderer leitungsgebundener Medien wie Telefonie und Internet. Für beide Bereiche ebenso wie für die Netznutzung sind die Infrastruktur und deren Auslastung die entscheidenden Kostenparameter. In Bereich der Telefonie sowie bei der Internetnutzung haben sich Flatrates als Tarifforn durchgesetzt. Die Gründe liegen in der Einfachheit, der Transparenz und daher hohen Kundenakzeptanz. Der Nutzer möchte sich keine Gedanken darüber machen, wann er das Medium am günstigsten nutzt. Zusätzlich möchte er Sicherheit bezüglich der Kosten haben. Kunden bevorzugen eine ex ante Bepreisung über Flatrates gegenüber einer nutzungsabhängigen ex post Abrechnung. In angelehnter Form kann diese Tarifvariante auch auf die Nutzung des Elektrizitätsnetzes übertragen werden.

Die Orientierung an der Leistung und nicht am Verbrauch ermöglicht zukünftig eine verursachungsgerechte Abdeckung der Netzkosten [2]. Der zunehmende Eigenverbrauch aufgrund dezentraler Erzeugungsanlagen führt zu geringeren Energieabnahmen aus dem Netz. Daher ist eine Deckung der Netzkosten über den Arbeitspreis nur noch eingeschränkt möglich. Die Leistung wird zum entscheidenden Kostentreiber im Netz, was die Bedeutung des Leistungspreises im Rahmen der Netzentgeltberechnung enorm anhebt.

Mit Einführung dieses Berechnungsansatzes werden verschiedene Ziele verfolgt. Die Komplexität des heutigen Berechnungsmodells soll reduziert und damit die Nachvollziehbarkeit erhöht werden. Die Netzentgelte erhöhen die Eigenverantwortung, indem sie Anreize setzen, das Verbrauchsverhalten an die Tarifrestriktionen anzupassen. Die reine Leistungsabhängigkeit der Netzentgelte erweist sich als vorteilhaft für die Auslegung der Netze, weil der Netzausbau rein auf der zu übertragenden Leistung basiert. Über den Ansatz der Flatrate ist dadurch die maximale Leistung im Netzabschnitt definiert und die Netzauslegung besser planbar. Unterschiedliche Ausführungen des Tarifs geben Anreize sich entsprechend der Vorgaben des Netzbetreibers zu verhalten, d.h. bspw. die Spitzenlast zu reduzieren. Dadurch soll der erwartete Netzausbau minimiert werden.

3.3.2 Methodologie des Ansatzes

Um die Ziele des VNBs wie Spitzenlastreduktion zu erreichen wird der Ansatz über die Komponenten der Flatrate und des zusätzlich netzlastabhängigen Leistungspreises ausgeführt. Die Flatrate umfasst in diesem Fall ein Leistungsband, welches die Grundversorgung der Anschlussnutzer deckt. Dies kann zu einer Einschränkung im Verbrauchsverhalten führen, weil nicht beliebig viele Geräte bzw. Anlagen gleichzeitig genutzt werden können. Die Eigenverantwortung der Endkunden steigt.

Zusätzlich sieht der Ansatz eine zweite netzlastabhängige Komponente vor, welche bei einer Überschreitung des Grundleistungsbandes in Anspruch genommen werden kann. Die Zusatzkomponente wird aus zwei Gründen eingeführt. Zum einen soll dadurch die strikte Begrenzung des Leistungsbandes abgemildert werden, um dem Kunden in Ausnahmesituationen eine Option auf zusätzliche Leistungsentnahme zu gewähren. Hat ein Kunde im Jahr nur wenige Ereignisse bei denen er mehr Leistung benötigt als er durch seine Flatrate zur Verfügung hat (z.B. Geburtstagsfeiern), ist es sowohl für den Kunden als auch den Netzbetreiber sinnvoller die Leistung über die Zusatzkomponente bereitzustellen als den Kunden in einen höheren Flatrate-Tarif (für das gesamte Jahr) einzustufen. Der Kunde würde unverhältnismäßig viel Netzentgelt zahlen und der Netzbetreiber müsste sein Netz unnötig stark ausbauen, um die Leistung übertragen zu können. Die Auswirkungen sind erst bei einer Vielzahl dieser Anwendungsfälle für den Netzbetreiber relevant. Zum Zweiten ermöglicht die Zusatzkomponente die Abnahme eines Erzeugungsüberschusses im Netz. Im Falle einer erhöhten Einspeisung von Leistung aus z.B. Windkraftanlagen ist diese Leistung abzunehmen, um das Netz nicht zu überlasten. Über den netzlastabhängigen Leistungspreis könnten die Kunden Leistung kostenlos beziehen, auch wenn sie ihr Leistungsband überschreiten. Die Vorteile für den Netzbetreiber liegen in der Steuerung der Überschussleistung und der Verhinderung der Abschaltung von Kraftwerken.

Die Zusatzleistung ist jedoch nicht garantiert, wodurch dieser Ansatz Anreize schafft sich gegen diese Leistungsbegrenzung abzusichern. Als Absicherung können dezentrale Erzeugungseinheiten und/oder Energiespeicher sowie eine Automatisierung des Zusammenspiels der Endgeräte/-anlagen (Schlagwort Home Automation) dienen.

Die Methodologie des Ansatzes, unterschieden nach den beiden Komponenten, wird im Folgenden genauer beschrieben.

Die Komponente Flatrate

Eine Flatrate beschreibt allgemein eine Pauschalgebühr zur Nutzung eines definierten Services. Für den Fall der Netznutzung entspricht die Flatrate einer Gebühr für die Bereitstellung eines definierten Leistungsbandes. Dieses Leistungsband dient der Deckung der Grundversorgung des Anschlussnutzers. Innerhalb des Leistungsbandes kann der Nutzer unabhängig von der Nutzungsdauer agieren. Der Verbrauch wird über die Stromtarife, welche der Lieferant anbietet, beeinflusst.

Um die Anreize für die Endkunden zu setzen, ist es entscheidend die Nutzer zu gruppieren und dadurch Flatrate-Stufen zu bilden. Auf der ersten Ebene steht die Unterscheidung der Leistungsaufnahme auf Makroebene – Haushalte und Kleingewerbe auf der einen Seite, Großhandel und Industrie auf der anderen Seite. Die zweite Ebene führt eine mikrosystemische Unterscheidung der Leistungsaufnahme in Abhängigkeit der Haushaltsgröße bzw. der Anzahl der Anlagen und historische Lastkurven im Fall von Großhandel/Industrie durch.

Für den Haushaltsektor wird in dieser Arbeit aus Gründen der Darstellung eine Dreiteilung der Flatrate gewählt, zwei Standard- sowie ein Premiumprodukt. Aufgrund der Heterogenität im Industriesektor ist eine größere Anzahl der Flatrates erforderlich, um eine Überdimensionierung des Netzes zu vermeiden. Die Leistungsbänder der einzelnen Stufen sind so hoch zu wählen, dass alle Nutzer abgedeckt werden, wobei nicht jeder das komplette Leistungsband ausnutzen kann, und die Kapazität des Netzes berücksichtigt ist. Andererseits sind bei einer geringen Anzahl an Flatrates, deren Abstufung sehr großzügig zu wählen, so dass eine optimale Auslastung nicht gegeben ist bzw. zur Verschwendung verleitet wird. Für die Haushalts- und Kleingewerbekunden stehen somit drei verschiedene Flatrates zur Verfügung. Für den Industriesektor wird eine größere Anzahl gewählt. Zu berücksichtigen ist die Fragestellung wie feingranular die Unterteilung der Flatrates sein darf, um den Charakter der Flatrate-Bepreisung zu erhalten.

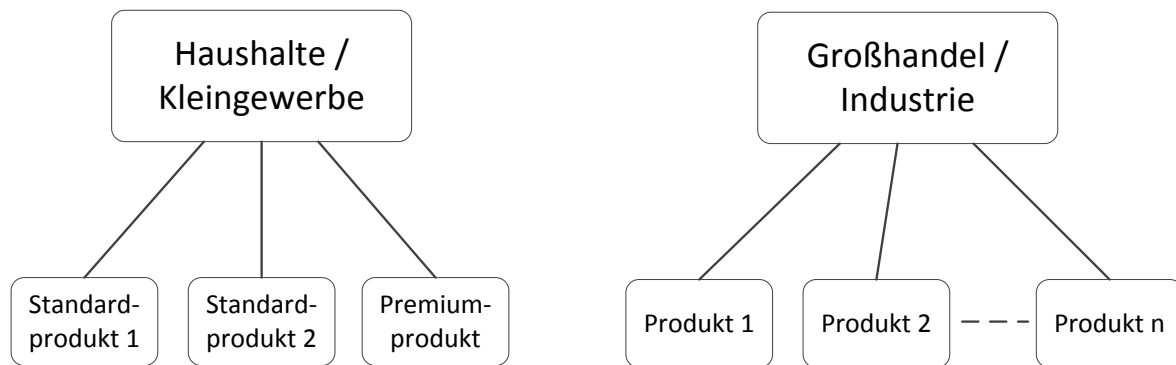


Abbildung 3.8: Einteilung der Flatrates

Gemein ist allen Flatrate-Typen, dass sie eine Deckung der Netzkosten erreichen sollen. Die Flatrate-Komponente soll die fixen, nicht beeinflussbaren Kosten¹⁴ decken. Die Summe aller Leistungsbänder pro Netzknoten oder Spannungsebene wird als Grundversorgungslast P_{GV} bezeichnet.

Um die Leistungsbegrenzung durchzusetzen ist ein Gateway erforderlich, welches eine Kommunikation aller Endgeräte ermöglicht. Wird ein Gerät angeschlossen, welches eine Überschreitung des Leistungsbandes bedingt, ist gezielt die betreffende Steckdose abzuschalten. Andere an den Stromkreis angeschlossene Geräte bleiben unberührt. Zusätzlich ist eine Visualisierung notwendig, um dem Endkunden den aktuellen Stand der Netzauslastung zu signalisieren, damit er entsprechend sein Verbrauchsverhalten anpassen kann. Ebenfalls ist eine automatisierte Zu- und Abschaltung der Geräte realisierbar.

¹⁴ Vgl. §11 ARegV

Die Komponente netzlastabhängiger Leistungspreis

Der Leistungspreis als netzlastabhängige Komponente des Flatrate-Ansatzes dient der Be-
preisung zusätzlich genutzter Leistung anhand der Nutzungsdauer, wenn das Leistungsband
überschritten wird. Somit stellt er genau genommen einen Energiepreis dar. Dabei wird
davon ausgegangen, dass es sich um eine untertägige, kurzfristige Nutzung handelt. Über-
schreitet der Netznutzer seine durch die Flatrate vorgegebene Leistungsbandgrenze wird
der netzlastabhängige Leistungspreis aktiv. Dabei ist es nicht entscheidend, ob die Über-
schreitung bewusst oder unbewusst verursacht wird. Die zusätzlich genutzte Leistung wird
in Abhängigkeit der Nutzungsdauer abgerechnet.

Die Übertragungskapazität, welche als zusätzliche Leistung zur Verfügung steht, ist eben-
falls begrenzt. Als beschränkender Faktor erweist sich die Netzstruktur, welche nur eine
maximale Leistung übertragen kann. Ein Maß für die maximale verfügbare Zusatzlast des
Netzes ist die Residuallast P_R , welche die verfügbare Leistung pro Netzknoten bzw. Span-
nungsebene misst. Die Residuallast ist definiert als Differenz aus der Gesamtkapazität P_T
des betrachteten Netzabschnittes minus der Grundversorgungsleistung P_{GV} und einer zehnpro-
zentiger Sicherheitsreserve P_S (vgl. Formel 3.5 und Formel 3.6).

$$P_R = P_T - (P_{GV} + P_S) \quad (3.5)$$

mit: $P_S = 0,1 P_T$ ergibt sich P_R zu:

$$P_R = 0,9 P_T - P_{GV} \quad (3.6)$$

Für die Ermittlung der Stufen des Leistungspreises ist jedoch nicht P_R ausschlaggebend,
sondern die aktuell in der jeweiligen Netzebene verfügbare Zusatzleistung P_Z . P_Z berechnet
sich die als Differenz zwischen der Residuallast P_R und der bereits entnommen Zusatzlei-
stung P_E durch Netznutzer (vgl. Formel 3.7).

$$P_Z = P_R - P_E \quad (3.7)$$

Die Stufen des Leistungspreises ergeben sich aus dem Verhältnis von P_Z zu P_R auf der für
den Kunden relevanten Netzebene, d.h. für einen Haushaltskunden ist das Verhältnis von
 P_Z zu P_R auf der Niederspannungsebene preisbestimmend. Für den Fall, dass P_Z gleich P_R
ist, d.h. keine Engpässe im Netzabschnitt auftreten, ist auch der Arbeitspreis gleich Null.
Die Ursache dafür liegt in der Tatsache, dass sich in diesem Fall durch die Nutzung von
Zusatzleistung keine Einschränkung für andere Netznutzer ergibt bzw. eine Lastabnahme

sogar gewünscht (siehe Fall erhöhte Einspeisung durch Windkraftanlagen). Für den Fall, dass P_Z kleiner ist als P_R , berechnen sich die Tarifstufen für den Leistungspreis abhängig von P_Z . Ist P_Z gleich Null, d.h. die entnommene Zusatzleistung P_E ist gleich der Residuallast P_R , sind im Netz keine Übertagungskapazitäten mehr vorhanden. Zusatzleistung kann nicht mehr bezogen werden. Das unterstreicht die Tatsache, dass es keine Garantie auf Zusatzleistung gibt. Die Einordnung in die Leistungspreisstufen richtet sich nach der sich ergebenden Zusatzleistung, welche durch den einzelnen Beitrag der entnommenen Leistung P_E verringert wird. Wird durch die beanspruchte Zusatzleistung die gesamte Zusatzleistung soweit erhöht, dass P_Z den Grenzwert zur nächsthöheren Preisstufe überschreitet, wird der Leistungspreis dieser höheren Stufe zur Abrechnung angesetzt. Angenommen durch die Zusatzleistung eines Kunden in Höhe von 5kW würde sich P_Z von 31% P_R auf 29% P_R verringern, dann müsste der Kunde die Preisstufe 2 bezahlen (vgl. Tabelle 3.13). Für den Fall, dass durch die eigene Zusatzleistung die entnommene Leistung P_E der Netzebene größer als P_R werden würde, kann diese Zusatzleistung nicht in Anspruch genommen werden.

Tabelle 3.13: Preisstufen für Zusatzleistung

Preisstufe	Leistungspreis	Zusatzleistung P_Z
0	Null	$50\% P_R \leq P_Z \leq 100\% P_R$
1	Gering	$30\% P_R \leq P_Z < 50\% P_R$
2	Mittel	$15\% P_R \leq P_Z < 30\% P_R$
3	Hoch	$0\% P_R < P_Z < 15\% P_R$

Die Bestimmung der verfügbaren Zusatzleistung P_Z wird, beginnend mit dem betreffenden Netzknoten, bottom-up durchgeführt (vgl. Abbildung 3.9). Das bedeutet nacheinander werden die Zusatzleistungen auf den jeweils vorgelagerten Netzebenen ermittelt und mit der Zusatzleistung am betreffenden Netzknoten verglichen. Die kleinste Zusatzleistung im gesamten entsprechenden Netzabschnitt ist entscheidend für die Einordnung in die Tarifstufe. Dabei wird die Ermittlung bis zu der Ebene durchgeführt, welche für die Deckung der Zusatzleistung maßgebend ist, d.h. bis zur Ebene auf der entsprechende Erzeugungsanlagen einspeisen. Im Fall dezentraler Erzeugung kann diese Ebene bereits der betrachtete Netzknoten, wenn dort Energie eingespeist wird. Dieser dynamische Prozess erfordert automatisierte Netzkomponenten, welche die aktuellen Netzzustände analysieren. Der Zustand der einzelnen Netzebenen ändert sich aufgrund der dezentralen Einspeisungen und dem fluktuierenden Verbrauch ständig und ist daher sehr schwer prognostizierbar.

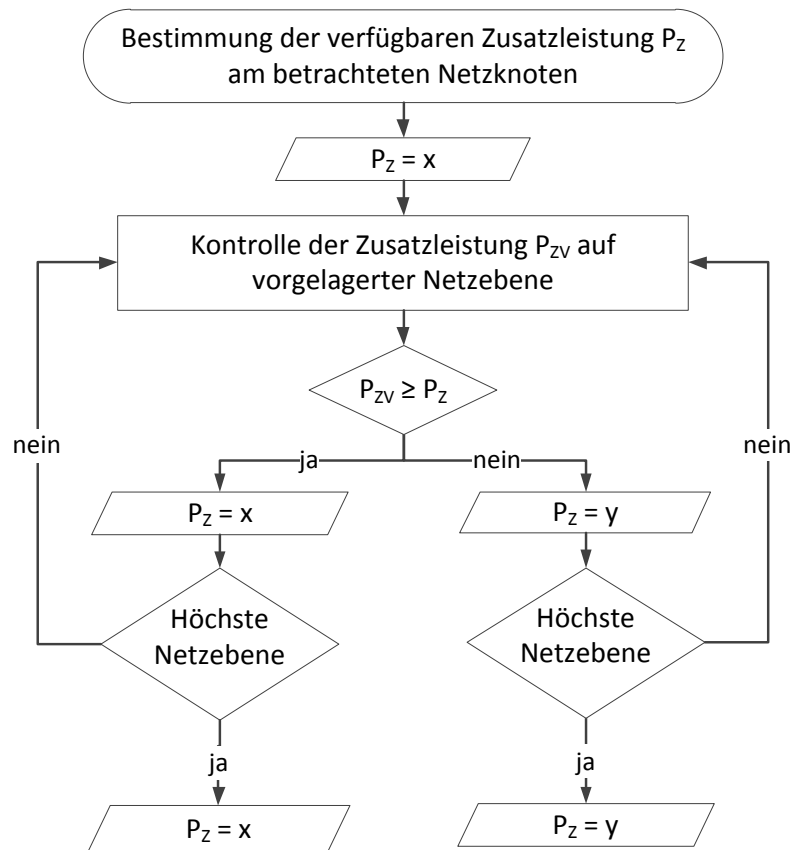


Abbildung 3.9: Ablaufdiagramm Bestimmung der verfügbaren Zusatzleistung P_z

3.3.3 Umsetzung des Ansatzes

Wie auch der Ansatz für multivariable Netznutzungsentgelte, stellt der Ansatz der Flatrate-Bepreisung ein Schema dar, anhand dessen der Netzbetreiber durch Einfügen seiner eigenen Daten die Netznutzungsentgelte für sein Netzgebiet berechnen kann. Die Umsetzung des Ansatzes wird anhand eines Referenznetzbetreibers in Deutschland durchgeführt. Dabei werden für das Verteilernetz die Ebenen der Nieder- und Mittelspannung betrachtet. Geschuldet der Diversität der Jahreshöchstlasten sowie des Jahresverbrauchs zwischen Haushalts- und Kleingewerbekunden (Niederspannungsebene) und Industriekunden (Mittelspannungsebene) wird der Ansatz zweigeteilt umgesetzt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung der generell gültigen Annahmen für sowohl Haushalten- als auch Industriekundenansatz, bevor detailliert auf die Umsetzung eingegangen wird.

Annahmen für die Umsetzung

Der Ansatz der Flatrate-Bepreisung basiert auf der Annahme, dass die Netzkosten und deren Ermittlung (§ 4 – 11 StromNEV) Grundlage für die Berechnung der Netznutzungsentgelte sind. Da eine Ermittlung der Netzkosten in dieser Arbeit nicht im Vordergrund steht, werden die Einnahmen aus den Netznutzungsentgelten (jährliche Betrachtung) den Netzkosten gleichgesetzt. Die Deckung der Netzkosten wird über die Flatrate-Preisstufen und die netzlastabhängigen Leistungspreise vollzogen. Von Bedeutung ist der Anteil, welcher

über die jeweilige Komponente gedeckt wird. Der Hauptteil der Netzkosten wird über die Flatrate gedeckt, da der Leistungspreis nur eine Zusatzkomponente darstellt. Die Netzkosten werden hierbei in fixe und variable Netzkosten unterschieden. Als fixe Kosten können die CAPEX¹⁵ angesetzt werden. Dazu zählen u.a. die Personalkosten, Materialkosten, Abschreibungen und Steuern. Die variablen Kosten werden durch die OPEX¹⁶ dargestellt, zu denen die Netzentgelte für vorgelagerte Netze, vermiedene Netzentgelte, Netzverluste und Kosten für Systemdienstleistungen gehören. Die Hälfte der Netzkosten können als fixe Kosten eingestuft werden [76]. Die Flatrate deckt die gesamten fixen und 50% der variablen und somit 75% der gesamten Netzkosten ab. Die Berechnung der Netznutzungsentgelte erfolgt anhand von Preisblätter für das Jahr 2012 [77] [78]. Als Entnahmestelle wird ein Kundenanschluss definiert.

Um den Spitzenlastanteil des einzelnen Kunden an der Gesamtlast der Netzebene zu ermitteln wird die Formel (vgl. Formel 3.8 und 3.9) von Kaufmann [79] auf jede Flatratestufe angewendet. Dabei ergibt sich der Spitzenlastanteil P_{SA} als Produkt aus dem mengenabhängigen Gleichzeitigkeitsfaktor $g(n)$ und der Spitzenlast P .

$$P_{SA} = g(n) \cdot P \quad (3.8)$$

mit:

n – Anzahl der Netznutzer und

$$g(n) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot n^{-\frac{3}{4}} \quad (3.9)$$

Die Anzahl der Entnahmestellen wird durch n präsentiert und g_{∞} stellt den Gleichzeitigkeitsgrad für eine Entnahmestelle dar, welche für eine vollelektrische Entnahmestelle $g_{\infty} = 0,07$ beträgt [78]. Als Grundlage für die Bemessungsleistung der Netzebene wird die maximal gemessene Leistung P_{max} angesehen.

Die Preisstufen für den netzlastabhängigen Leistungspreis berechnen sich anhand einer reziproken quadratischen Zusammenhang ($1/x^2$). Dieser Zusammenhang wurde gewählt, um den nicht linear steigenden Netzverlusten mit zunehmender Auslastung des Netzes Rechnung zu tragen. Das Verhältnis zwischen den Preisstufen 1, 2 und 3 beträgt 1 zu 2,5 zu 10, das bedeutet Preisstufe 2 ist 2,5mal höher als Preisstufe 1 und Preisstufe 3 ist 4mal höher als Preisstufe 2. Es wird davon abstrahiert, dass jede Leistungspreisstufe, zeitlich betrachtet, zu 100% ausgenutzt wird. Für die Auslastung wird für Stufe 1 (geringster Preis) 60% (438h), 40% (292h) für Stufe 2 und 20% (146h) für Stufe 3 angesetzt. Bei einem Mo-

¹⁵ CAPEX – Capital Expenditures

¹⁶ OPEX – Operational Expenditures

natsmittel von 730h/Monat ergeben sich die in Klammern stehenden Stundenwerte für t_i . Über diesen Ansatz ist eine Über- bzw. Unterdeckung der Netzkosten gegeben, wenn die niederpreislichen Stufen weniger bzw. mehr als die hochpreislichen Stufen in Anspruch genommen werden. Daher ist eine jährliche Neuberechnung der Netznutzungsentgelte erforderlich. Eine zusammenfassende Übersicht zur Ermittlung der Netzentgelt-Flatrate ist in Abbildung 3.10 dargestellt.

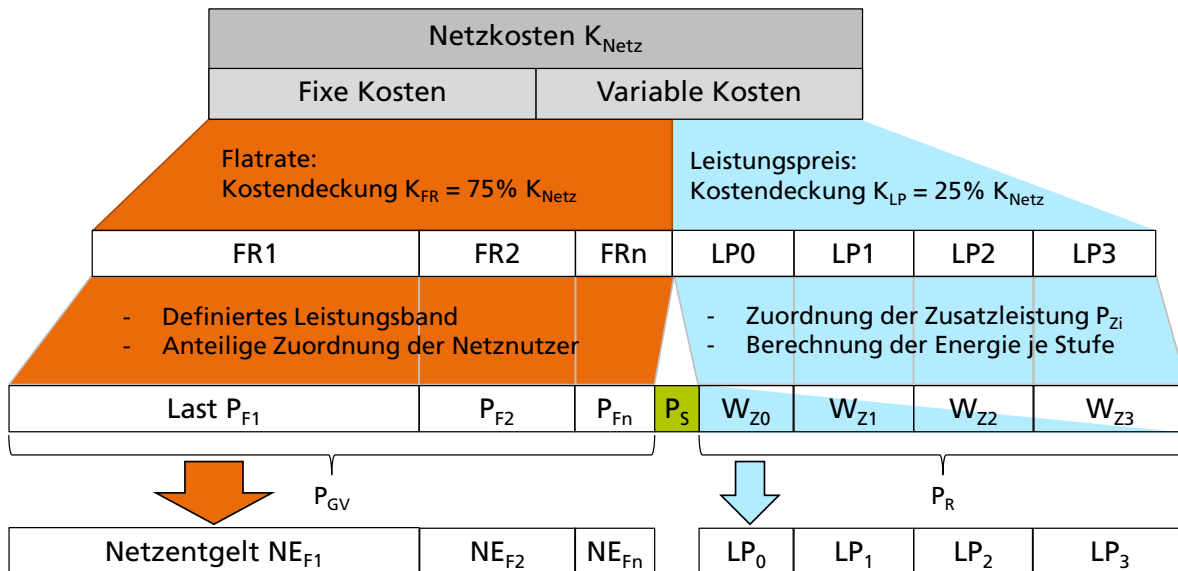


Abbildung 3.10: Schematischer Berechnungsansatz für Netzentgelt-Flatrate

Umsetzung auf Niederspannungsebene

Die Umsetzung des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung für Netznutzungsentgelte im Niederspannungsbereich zielt auf Haushalts- und kleine Gewerbekunden (Standardlastprofilkunden) ab. Die Gesamtkapazität der Spannungsebene P_T , d.h. die Leistung auf welche die Leitungen ausgelegt sind, wird für den Umsetzungsfall des Referenznetzbetreibers als das Doppelte der Jahreshöchstlast auf der Niederspannungsebene definiert [80]. Die Anzahl und Höhe der Flatrate-Stufen für Haushaltskunden ergibt sich anhand der Verteilung sowie der Anschlussleistung der verschiedenen Personenhaushaltstypen. Es wird eine Unterteilung in 1- und 2-Personenhaushalte sowie 3- und mehr Personenhaushalte vorgenommen. Gemäß Angaben des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2012 lag dabei das Verhältnis bei drei zu eins in Bezug auf 1- und 2-Personenhaushalte zu 3- und mehr Personenhaushalten [81]. Dabei beträgt die durchschnittliche Anschlussleistung eines 2-Personenhaushaltes 11,3kW und 15,3kW für 4-Personenhaushalte [82], welche als Referenzwerte für die Auslegung der beiden ersten Flatratestufen verwendet werden. Insgesamt werden für die Niederspannungskunden drei verschiedene Flatrate-Tarife angeboten, wobei sich die Aufteilung der Kunden auf die einzelnen Tarife aufgrund des Verhältnisses von 3:1 zwischen Tarifstufe 1 und 2 bei einem zehnpromzentigen Anteil von Stufe 3 ergibt.

Tabelle 3.14: Einteilung Flatrate-Stufen Niederspannungskunden

Flatrate-Tarif	Leistungsband	Zielgruppe	Kundenanteil
F1	12kW	1- und 2-Personenhaushalte	67,5%
F2	16kW	3- und 4-Personenhaushalte	22,5%
F3	20kW	5- und mehr Personenhaushalte, Kleingewerbe	10,0%

Das Leistungsband beschreibt die maximale Leistung, die ein Kunde zuschalten kann. Bei Stufe 1 beträgt diese 12kW, 16kW bei Stufe 2 und 20kW bei Stufe 3.

Ermittlung der Preise der Flatrate-Stufen

Analog zur Bepreisung für Telefon- und Internetnutzung werden monatliche Preise für die Flatrate der Netznutzung angesetzt.

Zunächst wird über die Anzahl der Kunden pro Stufe und dem Gleichzeitigkeitsgrad g_{∞} der mengenabhängige Gleichzeitigkeitsfaktor $g(n)$ gemäß Formel 3.9 berechnet. Entsprechend Formel 3.8 wird der Spitzenlastanteil eines einzelnen Kunden P_{SA} ermittelt. Die Last pro Stufe i ergibt sich als Produkt der Anzahl der Kunden n und P_{SA} .

$$P_{Fi} = n \cdot P_{SA} \quad (3.10)$$

Die Summe der Lasten über die drei Flatratestufen ergibt die Grundversorgungslast P_{GV} für die Niederspannungsebene. Anhand des Beitrages der Last pro Stufe an der Grundversorgungslast P_{GV} sowie den monatlichen Netzkosten K_{FR} , welche über die Flatrate zu decken sind, ergibt sich der monatliche Preis NE_{Fi} (Netzentgelt für Flatratestufe i).

$$NE_{Fi} = \frac{P_{Fi}}{P_{GV}} \cdot K_{FR} \quad (3.11)$$

Zu beachten ist die Annahme, dass über die Flatrate 75% der gesamten Netzkosten gedeckt werden. Die Tariffhöhe pro Netznutzer ergibt sich, indem der monatliche Flatrate-Preis NE_{Fi} durch die Anzahl der Netznutzer n pro Flatrate-Stufe dividiert wird.

$$FR_i = \frac{NE_{Fi}}{n} \quad (3.12)$$

Ermittlung der netzlastabhängigen Leistungspreise

Den Ausgangspunkt für die Ermittlung der netzlastabhängigen Leistungspreise stellt die Residuallast P_R dar, welche über die Formel 3.6 berechnet wird. Die Aufteilung der verfügbaren Zusatzleistung P_Z (vgl. Tabelle 3.13) bestimmen die Leistungen P_{Zi} , welche pro Leistungspreisstufe zur Verfügung stehen. Die Netzlastabhängigkeit spiegelt sich in der Energie W_{Zi} wider, welche pro Stufe innerhalb eines Monats bereit steht. Die Energie W_{Zi} berechnet sich als Produkt der Benutzungsdauer t_i und P_{Zi} pro Leistungspreisstufe.

$$W_{Zi} = t_i \cdot P_{Zi} \quad (3.13)$$

Durch Ansetzen der Netzkosten K_{LP} , welche über die netzlastabhängige Leistungspreiskomponente gedeckt werden, der Energie W_{Zi} und dem Verhältnis der Preisstufen ergeben sich die Leistungspreise NE_{Zi} (Netzentgelt für Zusatzleistung auf Stufe i). Das Verhältnis der Preisstufen wird über Preisfaktoren PF_i angegeben ($PF_1 = 0,4 / PF_2 = 1 / PF_3 = 4$).

$$NE_{Zi} = PF_i \cdot \frac{K_{LP}}{\sum(PF_i \cdot W_{Zi})} \quad (3.14)$$

Dieser Teil der Netzentgelte deckt die restlichen 25% der Netzkosten.

Umsetzung auf Mittelspannungsebene

Die Umsetzung auf Mittelspannungsebene beschränkt sich auf Industriekunden, welche über eine registrierende Lastgangmessung (RLM) abgerechnet werden. Gemäß des aktuellen Berechnungsmodells [6] erfolgt die Berechnung der Nutznutzungsentgelte über einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Die Gesamtkapazität P_T auf Mittelspannungsebene wird in Anlehnung [80] auf das 1,33fache der Jahreshöchstlast gesetzt. Hintergrund ist die Vermeidung des Netzausbaus bei erhöhter Integration von Einspeisungen aus dezentralen Energieerzeugern durch die Anwendung des Flatrate-Ansatzes. Laut [83] beträgt der Bedarf an Netzausbau im Mittelspannungsnetz das Anderthalbfache des Bedarfs im Niederspannungsnetz (BMU-Leitszenario 2020), d.h. Mittelspannung ist aktuell stärker ausgelastet als die Niederspannung.

Die Aufteilung der Flatratestufen erfolgt anhand der empirischen Verteilung der Jahreshöchstlasten der Entnahmestellen für RLM-Kunden in der Mittelspannungsebene. Es ergeben sich acht Stufen in folgender Staffelung – 30kW, 100kW, 200kW, 300kW, 400kW, 500kW, 1000kW und 2000kW. Für Kunden, die eine Jahreshöchstlast verursachen, welche deutlich 2000kW überschreitet, wird ein individuelles Netzentgelt gemäß §19 Abs.2 StromNEV vereinbart, weil sich diese Fälle auf eine sehr geringe Anzahl von Kunden beschränken. Für die Ermittlung der Flatrate-Preise ist es von Bedeutung, wie hoch die durchschnittliche Jahresnutzungsdauer t_{NDi} der Kunden pro Stufe ist. Dadurch ergeben sich die Gleichzeitigkeitsgrade g_{1i} und g_{2i} [6], die als g^∞ in die Formel 3.9 eingehen.

$$g_{1i} = 0,1 + 0,00024 \cdot t_{NDi} \quad (3.15)$$

$$g_{2i} = 0,58 + 0,000047945 \cdot t_{NDi} \quad (3.16)$$

Dabei wird g_{1i} für Jahresnutzungsdauern kleiner 2500h und g_{2i} für größer gleich 2500h verwendet.

Ermittlung der Preise der Flatratestufen

Die Ermittlung erfolgt analog der Ermittlung für Kunden auf Niederspannungsebene. Anhand Formel 3.9 sowie g_{1i} bzw. g_{2i} wird der mengenabhängige Gleichzeitigkeitsgrad $g(n)$ pro Flatratestufe ermittelt. Entsprechend Formel 3.8 wird der Spitzenlastanteil eines einzelnen Kunden P_{SA} ermittelt. Unter Verwendung von P_{SA} wird mit Hilfe der Formel 3.10 die Gesamtlast pro Stufe P_{Fi} berechnet. Die Netzentgelte berechnen sich in Abhängigkeit der Netzkosten K_{FR} , welche über die Flatrate gedeckt werden, und der Grundversorgungslast P_{GV} gemäß Formel 3.11.

Ermittlung der netzlastabhängigen Leistungspreise

Die netzlastabhängigen Leistungspreise werden wie auch auf der Niederspannungsebene in drei Stufen unterteilt, um die Transparenz und Homogenität des Ansatzes zu gewähren. Den Ausgangspunkt für die Ermittlung der netzlastabhängigen Leistungspreise bildet gleichfalls die Residuallast P_R , welche über die Formel 3.6 berechnet wird. Die Aufteilung der verfügbaren Zusatzleistung P_Z (vgl. Tabelle 3.13) bestimmt die Leistungen P_{Zi} , welche pro Leistungspreisstufe zur Verfügung stehen. Die Energie W_{Zi} berechnet sich über die angenommene Benutzungsdauer t_i und P_{Zi} pro Leistungspreisstufe entsprechend Formel 3.13. Unter Anwendung der Preisfaktoren P_{Fi} und der Netzkosten K_{LP} wird die netzlastabhängige Komponente der Netznutzungsentgelte NE_{Zi} berechnet (vgl. Formel 3.14).

Der Ansatz der Flatrate-Bepreisung für die Netznutzung reiht sich ein in den Trend der Netzentgeltsystematiken der nordeuropäischen Länder und entspricht den zukünftigen Anforderungen an das Energieversorgungsnetz. Die Leistung ist die entscheidende Größe für Netzplanung sowie –ausbau und stellt die maßgebliche Größe für die Steuerung im Netz dar. Somit spiegelt lediglich der Leistungspreis die Netzkosten wider. Die Flatrate stellt eine Form der Leistungsbepreisung dar, bei der ein monatlich festes Netzentgelt in Abhängigkeit des gewählten Leistungsbandes (Flatratestufe) zu zahlen ist. Der Ansatz unterscheidet zwei Komponenten, die Flatrate und den netzlastabhängigen Leistungspreis. Der Leistungspreis rechnet die zusätzliche entnommene Leistung ab, welche aufgrund der Überschreitung des Leistungsbandes bezogen wird. Mit sinkender verfügbarer Netzkapazität steigt der Preis für den netzlastabhängigen Leistungspreis. Ist die Kapazität des Netzes erschöpft kann keine zusätzliche Leistung mehr entnommen werden. Die Komponenten des Ansatzes werden für Haushaltskunden (Niederspannungsebene) und Gewerbe-/Industriekunden (Mittelspannungsebene) ermittelt. Für die Niederspannungsebene ergeben sich drei Flatratestufen und ein dreistufiger netzlastabhängiger Arbeitspreis. Auf Mittelspannungsebene existieren neun Flatratestufen und ebenfalls ein dreistufiger Leistungspreis. Die Netzentgelte verteilen sich so, dass Einnahmen des VNB über das gesamte Netzgebiete die gleiche Höhe aufweisen wie bei Anwendung der aktuellen Netzentgeltsystematik.

3.4 Validierung

Die Validierung der Ansätze verfolgt das Ziel die Unterschiede zum aktuellen Berechnungsmodell in Bezug auf die Höhe der Netznutzungsentgelte und der Verteilung auf die Netznutzer zu bestimmen. Dadurch lässt sich ermitteln welche Netznutzer von den neuen Ansätzen profitieren und welche benachteiligt werden. Dazu wird auf veröffentlichte Daten zurückgegriffen.

3.4.1 Auswertung multivariabler Ansatz

Für die Ermittlung der Netzentgelte wurde ein Modell¹⁷ auf Basis der Kostenträger und der Jahreshöchstlast entwickelt, welches die Abbildung empirischer Daten ermöglicht. Unter Verwendung der in Abschnitt 3.2.3 beschriebenen Parameter ermittelt das Modell für jede Netzebene und jedes Strukturgebiet den Verlauf und die Höhe der Netzentgelte. Folgende Annahmen liegen dabei zu Grunde. Die Daten für die Kostenträgerkosten und die Jahreshöchstlast wurden dem Beispiel aus Anlage 5 der Verbändevereinbarung II+ entnommen [36]. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Netzebenen zu gewährleisten, wurde eine konstante Jahresbenutzungsdauer T_{σ} von 2500h/Jahr angenommen. Die Netzentgel-

¹⁷ Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist Anhang C zu entnehmen.

te werden als gemischter Arbeitspreis AP_σ (in Cent/kWh), wie bei Niederspannungskunden ohne Lastgangmessung, angegeben (siehe Formel 3.17).

$$AP_\sigma = \frac{LP \cdot 100}{T_\sigma} + AP \quad (3.17)$$

mit: LP - Leistungspreis,

AP - Arbeitspreis.

Für die Auswertung steht das Verteilernetz im Vordergrund, d.h. die Mittel-, Niederspannungsebene sowie die Umspannebene Mittel-/Niederspannung, weil hier das größte Potenzial zur Weiterentwicklung zum Smart Grid liegt und somit erhebliche Veränderungen im Lastverlauf zu erwarten sind. Als Netzgebiet wurde ein Gebiet gewählt, welches in Windzone II und Photovoltaikzone D (Mitteldeutschland) liegt. Der quantitative Einfluss der Windeinspeisung in diesem Gebiet ist ca. 15mal größer als der Einfluss der Photovoltaikeinspeisung. Somit verhalten sich die Saisonfaktoren entsprechend der saisonalen Abweichung der Windeinspeisung vom Lastverlauf (vgl. Tabelle 3.12). Die dargestellten Diagramme enthalten die Verläufe für die Typtage der Saison Übergangsperiode (grün), Sommer (pink) und Winter (blau) sowie das Standardentgelt nach aktuellen Berechnungsschema (schwarz). Der Verlauf der Netzentgeltstufen ist in Abbildung 3.11 für ein mittelstädtisches Gebiet in der Mittelspannungsebene, in Abbildung 3.12 für ein großstädtisches Gebiet in der Umspannebene und in Abbildung 3.13 für ein ländliches Gebiet in der Niederspannungsebene dargestellt. Die saisonalen Schwankungen sowie die tageszeitabhängigen Schwankung aufgrund der Einteilung in Nieder-, Mittel- und Hochtarif sind deutlich zu erkennen.

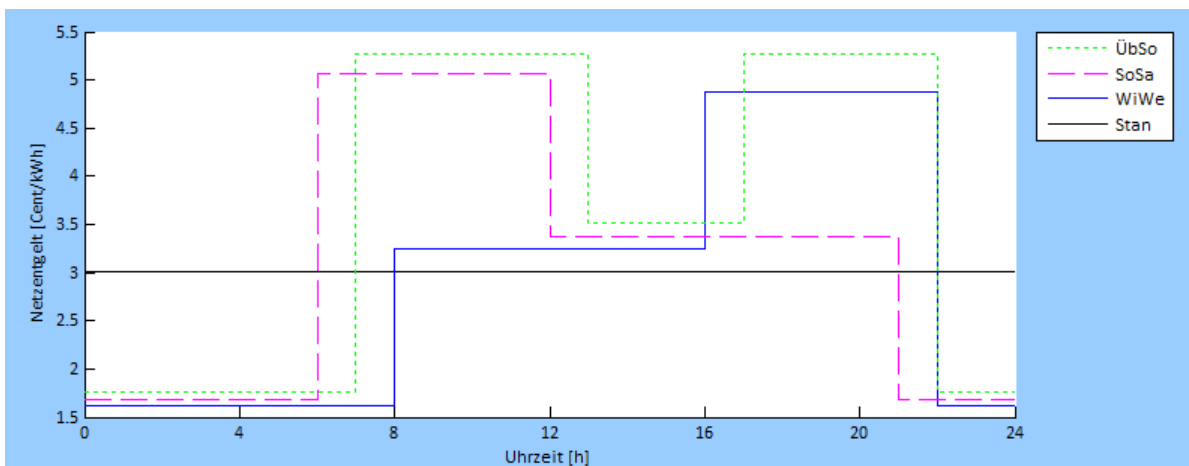


Abbildung 3.11: Verlauf Entgeltstufen mittelstädtisches Gebiet (Mittelspannung)

Die genauen Zahlen sind Tabelle 3.15, Tabelle 3.16 und Tabelle 3.17 zu entnehmen. Diese zeigen auch die Unterschiede zwischen den einzelnen Strukturgebieten. Das Verhältnis zwischen Hochtarif zu Mitteltarif zu Niedertarif beträgt 1,5 zu 1 zu 0,5, um eine Vergleichmäßigung der Last zu erhalten.

Allgemein lässt sich feststellen, dass die Netzentgelte in Großstädten geringer sind als in mittelstädtischen Gebieten und diese wiederum geringer als in ländlich-kleinstädtischen Gebieten. Ebenso wurde ermittelt, dass die Netzentgeltstufen um den Standardwert pendeln. Im großstädtischen Gebiet auf niedrigerem Niveau als im kleinstädtischen Gebiet.

Tabelle 3.15: Übersicht Netzentgeltstufen am Beispiel Mittelspannungsebene

	Ländlich-Kleinstadt			Mittelstadt			Großstadt		
	Sommer	Winter	Über-gang	Sommer	Winter	Über-gang	Sommer	Winter	Über-gang
NT	1,93	1,86	2,01	1,69	1,62	1,76	1,26	1,21	1,31
MT	3,86	3,71	4,02	3,38	3,25	3,52	2,52	2,43	2,63
HT	5,79	5,57	6,03	5,01	4,87	5,28	3,78	3,64	3,95
St	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01

Aus Tabelle 3.15 ist erkennbar, dass sich unabhängig des Strukturgebietes die Höhe der Niedertarife unterhalb des Standardentgeltes bewegt. Für die Mittelspannungstarife trifft dies nur für das Gebiet der Großstadt zu. Dies hängt damit zusammen, dass der individuelle Beitrag der Netznutzer an den Netzkosten in der Großstadt geringer ist als in Mittelstadt oder im ländlichen Gebiet. In der Großstadt ist die Nutzerdichte, d.h. Netznutzer pro Kilometer Leitungslänge, größer. Das bedeutet, dass die Netzkosten auf eine größere Anzahl von Nutzern aufgeteilt werden, womit der individuelle Anteil sinkt. In Abhängigkeit von der Saison schwankt die Höhe der Netzentgelte in der Großstadt zwischen 1,21 Ct/kWh und 3,95 Ct/kWh, in der Mittelstadt zwischen 1,62 Ct/kWh und 5,01 Ct/kWh sowie im ländlichen zwischen 1,86 Ct/kWh und 5,79 Ct/kWh. Durch diesen Ansatz profitieren die Bewohner der Großstadt auf Kosten der Bewohner der anderen Strukturgebiete. Die Durchschnittsnetzentgelte sind nur in der Großstadt geringer als die Standardentgelte in Höhe von 3,01 Ct/kWh. Aus Sicht des Netzbetreibers gleichen die geringen Netzentgelte der Großstadt die anderen Netznutzungsentgelte aus. Da ein Großteil der Netzkosten durch die Infrastruktur in der Großstadt verursacht wird (vgl. Tabelle 3.8), ist somit auch der Großteil der Einnahmen aus Netznutzungsentgelten der großstädtischen Netznutzer zu decken.

Die Aussagen zu den Entgeltstufen im Mittelspannungsnetz treffen auch auf die Entgeltstufen, welche für die Umspannebene MS/NS zu (vgl. Abbildung 3.12 und Tabelle 3.16). Allein die Höhe der Stufen ist unterschiedlich. So bewegen sich die Netznutzungsentgelte in

der Großstadt zwischen 1,17 Ct/kWh und 3,79 Ct/kWh, in der Mittelstadt zwischen 1,71 Ct/kWh und 5,50 Ct/kWh sowie im ländlichen zwischen 2,01 Ct/kWh und 6,55 Ct/kWh bei einem Standardnetzentgelt von 3,11 Ct/kWh. Werden die Verläufe der Entgeltstufen betrachtet, so wird ersichtlich, dass sich in Abhängigkeit des Typtages neun Verläufe einstellen. Dabei entspricht der Verlauf der Einteilung der Tarifzonen nach Tabelle 3.7. Die Niedertarife unterscheiden sich zwischen den Typtagen nur gering. Der Mitteltarif weist größere Unterschiede auf. Größten Teils ist er über die Mittagszeit bis in den Nachmittag gültig mit Ausnahme des Winter Werktages, des Sommer Sonntages, des Sommer Werktages und des Werktages der Übergangsperiode. Bei den beiden letztgenannten Typtagen ist kein Mitteltarif verfügbar, bei den Ersteren erstreckt sich der Tarif über einen größeren Zeitraum.

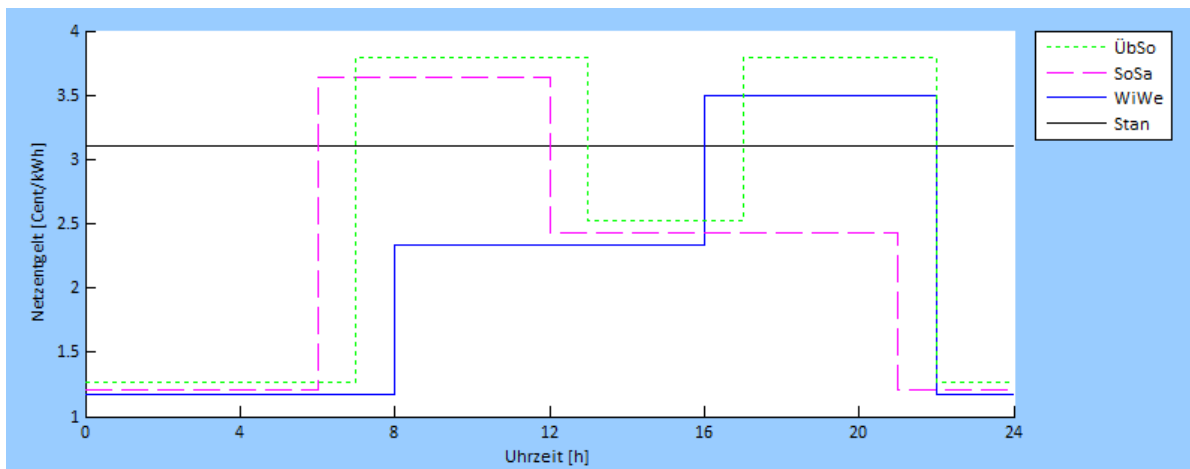


Abbildung 3.12: Verlauf Entgeltstufen großstädtisches Gebiet (Umspannung MS/NS)

Tabelle 3.16: Übersicht Netzentgeltstufen am Beispiel Umspannung MS/NS

	Ländlich-Kleinstadt			Mittelstadt			Großstadt		
	Sommer	Winter	Über-gang	Sommer	Winter	Über-gang	Sommer	Winter	Über-gang
NT	2,09	2,01	2,18	1,78	1,71	1,85	1,21	1,17	1,26
MT	4,19	4,03	4,37	3,55	3,41	3,70	2,43	2,33	2,53
HT	6,28	6,05	6,55	5,32	5,12	5,50	3,64	3,50	3,79
St	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11

Die Werte der Netznutzungsentgelte für die Niederspannungsebene gemäß Abbildung 3.13 und Tabelle 3.17 unterstreichen die Aussagen der Mittelspannungs- und Umspannebene. Die Höhe der Netzentgelte beträgt in der Großstadt zwischen 2,66 Ct/kWh und 8,65 Ct/kWh, in der Mittelstadt zwischen 3,57 Ct/kWh und 11,59 Ct/kWh sowie im ländlichen zwischen 4,08 Ct/kWh und 13,26 Ct/kWh bei einem Standardnetzentgelt von 6,61 Ct/kWh.

Die Senkung der Netzentgelte mit jeder höheren Netzebene ist auch durch den Ansatz der multivariablen Netznutzungsentgelte gegeben.

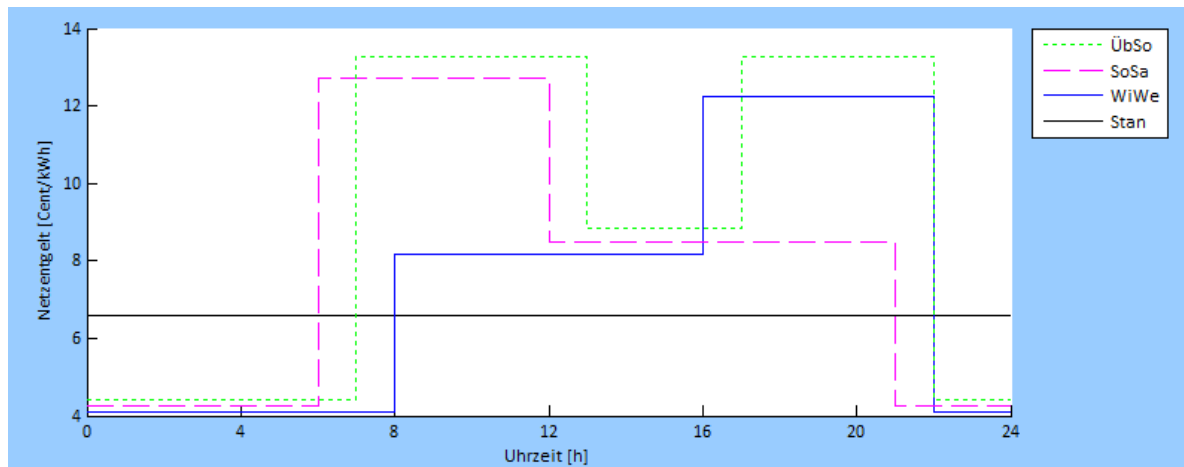


Abbildung 3.13: Verlauf Entgeltstufen ländliches Gebiet (Niederspannungsebene)

Tabelle 3.17: Übersicht Netzentgeltstufen am Beispiel Niederspannungsebene

	Ländlich-Kleinstadt			Mittelstadt			Großstadt		
	Sommer	Winter	Über-gang	Sommer	Winter	Über-gang	Sommer	Winter	Über-gang
NT	4,24	4,08	4,42	3,71	3,57	3,86	2,77	2,66	2,88
MT	8,48	8,16	8,84	7,41	7,13	7,72	5,53	5,32	5,77
HT	12,72	12,29	13,26	11,12	10,70	11,59	8,30	7,99	8,65
St	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61	6,61

Das Ziel dieses Modells war die verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten bei unveränderten Einnahmen durch Netznutzungsentgelte über ein Jahr betrachtet. Das Ergebnis ist eine Senkung der Netzentgelte für die Kunden in großstädtischen Gebieten und eine Erhöhung für Kunden in mittelstädtischen und ländlichen Gebieten. Dabei ist zu beachten, dass Großstadtkunden ca. 85% der Last verursachen. Eine Validierung wurde über einen Vergleich der Einnahmen anhand des Lastverlaufes eines empirisch ermittelten Referenznetzbetreibers durchgeführt. Beispielfhaft wird dies hier für die Mittelspannungsebene in einer Zonenkombination DII dargestellt.

Tabelle 3.18 zeigt die Umverteilung der Netzentgelteinnahmen von den großstädtischen auf die mittelstädtischen und ländlichen Gebiete. Dabei sinken die Einnahmen aus der Großstadt für den Referenznetzbetreiber um 1,3 Mio. €/a bei gleichzeitigem Anstieg der Einnahmen in mittelstädtischen um 0,9 Mio. €/a und in ländlichen Gebieten um 0,4 Mio. €/a.

Damit tragen die ländlich-kleinstädtischen Gebiete anteilmäßig die größte Last der Umverteilung der Netzkosten.

Tabelle 3.18: Validierungsergebnis Niederspannung DII

	Gewicht	Einnahmen Standard [€/a]	Einnahmen neu [€/a]
Ländlich-Kleinstadt	0,03	800.000	1.200.000
Mittelstadt	0,12	3.400.000	4.300.000
Großstadt	0,85	17.200.000	15.900.000
gesamt	1,00	21.400.000	21.400.00

Obwohl es aufgrund der vielen Parameter eine Vielzahl von Kombinationen für die Netzentgelte gibt, bleibt die Tarifübersicht für den einzelnen Anschlussnehmer übersichtlich. Jeder Anschlussnehmer hat ein Strukturgebiet, eine Wind- und PV-Zone. Somit ergeben sich neun verschiedene Tarife pro Jahr – Hoch-, Mittel- und Niedertarif je Saison (Sommer, Winter, Übergang). Damit hält sich nach Auffassung des Autors die Komplexität für den Endkunden im überschaubaren Rahmen, um sein Verbrauchsverhalten darauf abstimmen zu können. Dem Netzbetreiber bleiben aber auch genügend Stellgrößen, um dem Lastverlauf in seinem Netz beeinflussen zu können. Diese Größen sind die Aufteilungsfaktoren für Netzkosten und Jahreshöchstlast zwischen den Strukturgebieten, die Definition der Wind- und PV-Faktoren sowie die Gewichtungsfaktoren für Hoch-, Mittel- und Niedertarif.

3.4.2 Auswertung des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung

In Abschnitt 3.3.3 wurde der Flatrate-Ansatz vorgestellt und anhand von Formeln beschrieben. Um die abstrakte Ebene der Formeldarstellung zu verlassen und die Greifbarkeit des Ansatzes zu erhöhen, wird im folgenden Abschnitt sowohl für die Kunden in der Niederspannung als auch in der Mittelspannungsebene die Höhe der Preise für die Flatrate- und Leistungspreisstufen anhand des Lastverlaufes des Referenznetzbetreibers¹⁸ kalkuliert. Der Referenznetzbetreiber weist dabei nachfolgende Struktur auf (vgl. Abschnitt 3.1).

¹⁸ Repräsentiert einen durchschnittlichen, deutschen Verteilernetzbetreiber.

Tabelle 3.19: Strukturmerkmale Referenznetzbetreiber

Spannungsebene	Einwohner	Entnahmestellen	Netzkosten ¹⁹ pro Monat	Jahreshöchstlast
Niederspannung	129.896	88.177	1.493.562 €	60.529 kW
Mittelspannung	129.896	535	383.877 €	97.745 kW

Niederspannungsnetz

Für die Höhe der Netzentgelte innerhalb einer Spannungsebene sind die Netzkosten, die Anzahl der Entnahmestellen und die Gesamtleistung des Netzanschnittes P_T , auf welche dieser ausgelegt ist, ausschlaggebend. Für die Niederspannungsebene ist P_T als das Doppelte der Jahreshöchstlast definiert und beträgt somit rund 121 MW. Für die Netzkosten in Höhe von rund 1,5 Mio. € bei ca. 88.000 Entnahmestellen ergeben sich monatliche Netzentgelte von 11,10 € für Stufe F1, 14,86 € für F2 und 18,70 € für F3 (vgl. Tabelle 3.20).

Tabelle 3.20: Zahlenwerte Flatrate Niederspannung

Flatratestufe	Leistungsband	Entnahmestellen	Spitzenlastanteil je Kunde	Grundversorgungslast P_{GV}	Netzentgelte pro Kunde und Monat
F1	12 kW	59.519	0,84 kW	50.170 kW	11,10 €
F2	16 kW	19.840	1,12 kW	22.397 kW	14,86 €
F3	20 kW	8.818	1,42 kW	12.525 kW	18,70 €

Die Grundversorgungsleistung über alle drei Stufen beträgt rund 85 MW, womit sich P_R gemäß Formel 3.6 zu 24 MW ergibt, welche im Rahmen der netzlastabhängigen Leistungsbepreisung zur Verfügung steht. Unter Betrachtung der angenommenen Auslastungen bestimmen sich Preise für die zusätzliche Nutzung eines Kilowatts für den Zeitraum von einer Stunde zu 3,76 Ct für Stufe LP1, 9,40 Ct für LP2 und 37,61 Ct für Stufe LP3 (vgl. Tabelle 3.21).

¹⁹ Netzkosten werden den Einnahmen aus Netzentgelten gleichgesetzt. Die Einnahmen berechnen sich über den 1/4h-Lastverlauf. Grundlage ist der Leistungs- und Arbeitspreis gemäß der Preisblätter von der EWE Netz AG [76] [77].

Tabelle 3.21: Zahlenwerte netzlastabhängiger Leistungspreis Niederspannung

Leistungspreisstufe	zeitliche Auslastung	Verfügbarkeit P_R	verfügbare Kapazität P_{Zi}	Energie W_{Zi}	Netzentgelte pro kWh
LP0	100% (730h)	50% - 100%	11.929 kW	8.708.170 kWh	0 Ct
LP1	60% (438h)	30% - 50%	4.772 kW	2.090.036 kWh	3,76 Ct
LP2	40% (292h)	15% - 30%	3.579 kW	1.045.018 kWh	9,40 Ct
LP3	20% (146h)	0% - 15%	3.579 kW	522.509 kWh	37,61 Ct

Unter der Annahme, dass der Stromverbrauch des durchschnittlichen Haushaltes in Deutschland 3700 kWh pro Jahr beträgt, ergibt sich ein Jahresbetrag für die Netznutzungsentgelte in Höhe von 203 €²⁰ bzw. 17 € pro Monat. Das bedeutet, dass Netznutzer, welche Flatratestufe 1 oder 2 wählen, geringere jährliche Netzentgelte zahlen als bei Anwendung der aktuellen Netzentgeltsystematik. Die Einsparung trifft aber nur zu, wenn das Leistungsband nicht überschritten wird. Im Fall der Überschreitung reduziert sich die Einsparung und kann ggf. auch zu einer Erhöhung des Jahresbetrages führen, da der netzlastabhängige Leistungspreis in Anspruch genommen wird.

Mittelspannungsebene

Der Unterschied zur Berechnung auf Niederspannungsebene liegt einerseits in der Einteilung in acht reguläre Flatratestufen und eine Sonderstufe für Großkunden (bezogen auf die Struktur des Referenznetzbetreibers²¹) und andererseits in der Ermittlung von P_T . Diese wird als das 1,33fache der Jahreshöchstlast definiert und beträgt somit rund 130 MW. Für die Netzkosten in Höhe von rund 4,6 Mio. € bei 535 Entnahmestellen ergeben sich monatliche Netzentgelte gemäß Tabelle 3.22.

Die Höhe der monatlichen Netzentgelte bewegt sich zwischen ca. 54 € für die kleinste Stufe (30 kW) und knapp 7.000 € für das größte Leistungsband (2000 kW). Für die Großkunden (Jahreshöchstlast größer 2000 kW) sind Netzentgelte so anzupassen, dass rund 78.000 € über die Netzentgelte eingenommen werden.

²⁰ Grundlage sind der Arbeitspreis von 5,09 Ct/kWh und der Grundpreis von 15 €/Jahr [77]

²¹ Für andere Netzbetreiber sind auch abweichende Einteilungen möglich.

Tabelle 3.22: Zahlenwerte Flatrate Mittelspannung

Flatratestufe	Leistungsband	Entnahmestellen	Spitzenlastanteil je Kunde	Grundversorgungslast P_{GV}	Netzentgelte pro Kunde und Monat
F1	30 kW	148	12,91 kW	1.911 kW	53,70 €
F2	100 kW	270	62,69 kW	16.927 kW	260,73 €
F3	200 kW	72	136,82 kW	9.851 kW	569,02 €
F4	300 kW	19	217,54 kW	4.133 kW	904,71 €
F5	400 kW	7	312,98 kW	2.191 kW	1.301,64 €
F6	500 kW	4	404,74 kW	1.619 kW	1.683,25 €
F7	1000 kW	7	785,21 kW	5.496 kW	3.265,54 €
F8	2000 kW	5	1676,26 kW	8.381 kW	6.971,28 €
FS	-	3	-	18.718 kW	25.948,31 €

Die Grundversorgungsleistung über alle neun Stufen beträgt rund 69 MW, womit sich P_R gemäß Formel 3.6 zu 48 MW ergibt, welche im Rahmen der netzlastabhängigen Leistungsbepreisung zur Verfügung steht. Unter Betrachtung der angenommenen Auslastungen bestimmen sich die Preise für die zusätzliche Nutzung eines Kilowatts für den Zeitraum von einer Stunde zu 0,48 Ct für Stufe LP1, 1,20 Ct für LP2 und 4,80 Ct für Stufe LP3 (vgl. Tabelle 3.23).

Tabelle 3.23: Zahlenwerte netzlastabhängiger Leistungspreis Mittelspannung

Leistungspreisstufe	zeitliche Auslastung	Verfügbarkeit P_R	verfügbare Kapazität P_{Zi}	Energie W_{Zi}	Netzentgelte pro kWh
LP0	100% (730h)	50% - 100%	24.032 kW	17.543.360 kWh	0 Ct
LP1	60% (438h)	30% - 50%	9.613 kW	4.210.326 kWh	0,48 Ct
LP2	40% (292h)	15% - 30%	7.209 kW	2.105.163 kWh	1,20 Ct
LP3	20% (146h)	0% - 15%	7.209 kW	1.052.581 kWh	4,80 Ct

Als Ergebnis der Validierung beider Ansätze lässt sich festhalten, dass die Netzkosten unterschiedlich auf die Netznutzer verteilt werden. Vom Ansatz der multivariablen Netznutzungsentgelte profitieren die Großstädtischen Netznutzer, weil ihr individueller Anteil an den Netzkosten geringer ist als bei Netznutzern in mittelstädtische und ländlichen Gebieten. Die Höhe des Niedertarifs ist dabei immer geringer und die Höhe des Hochtarifs immer größer als das Standardnetzentgelt gemäß des aktuellen Berechnungsmodells. Der Mitteltarif liegt in mittelstädtischen und ländlichen Gebieten oberhalb der Standardnetzentgelte und in Großstädten darunter. Die Summe der Netzentgelte über das gesamte Netzgebiet ändert sich hingegen nicht. Für den Flatrate-Ansatz lässt sich keine pauschale Aussage treffen. Netznutzer, die einen gleichmäßigen Lastverlauf besitzen und eine geringe Spitzenleistung verursachen, profitieren von diesem Ansatz, weil sie niedrige Flatratestufen wählen können und somit im Vergleich zum aktuellen Modell geringere Netzentgelte zahlen. Netznutzer mit hohen Leistungsspitzen sind benachteiligt, da sie entweder die höheren Flatratestufen wählen oder die Leistungsspitzen über den netzlastabhängigen Leistungspreis abdecken müssen.

3.5 Zusammenfassung und Vergleich beider Ansätze

In Kapitel 3 wurden zwei neue Methoden zur Berechnung von Netznutzungsentgelten vorgestellt – die multivariablen Netznutzungsentgelte und die Netzentgelt-Flatrate. Dabei wurde auf die Grundlagen, die Methodologie, die Umsetzung sowie die Validierung der Ansätze eingegangen.

Der Berechnungsansatz für multivariable Netznutzungsentgelte basiert auf der Netzentgelt-systematik gemäß StromNEV. Erweitert wird diese Systematik um Einflussfaktoren in Abhängigkeit des Ortes, der Zeit und der erneuerbaren Energien. Die Ortsvariabilität unterscheidet das Netzgebiet in groß-, mittelstädtische und ländliche Gebiete. Über die Entgeltstufen Nieder-, Mittel- und Hochtarif wird zeitliche Komponente des Lastverlaufes in die Netznutzungsentgelte integriert. Als dritter Einflussparameter wird die Abweichung der Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen von der Last verwendet. Diese Parameter erlauben dem VNB eine anreizbasierte Gestaltung der Netznutzungsentgelte, welche eine netzoptimale Beeinflussung der Netznutzerverbraucher ermöglicht und eine verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten gewährleistet. Dabei werden die Kosten der Netznutzer in großstädtischen Gebieten auf die Netznutzer in mittelstädtischen und ländlichen Gebieten verlagert.

Der Ansatz der Flatrate-Bepreisung für die Netznutzung basiert auf dem Trend der Leistungsorientierung. Die Flatrate stellt eine Form der Leistungsbepreisung dar, bei der ein monatlich festes Netzentgelt in Abhängigkeit des gewählten Leistungsbandes (Flatratestufe) zu zahlen ist. Der Ansatz unterscheidet zwei Komponenten, die Flatrate und den netzlastabhängigen Leistungspreis. Der Leistungspreis rechnet zusätzlich entnommene Leistung

ab, welche aufgrund der Überschreitung des Leistungsbandes bezogen wird. Mit sinkender verfügbarer Netzkapazität steigt der Preis für den netzlastabhängigen Leistungspreis. Ist die Kapazität des Netzes erschöpft, kann keine zusätzliche Leistung mehr entnommen werden. Die Komponenten des Ansatzes werden für Haushaltskunden (Niederspannungsebene) und Gewerbe-/Industriekunde (Mittelspannungsebene) ermittelt. Der Ansatz begünstigt dabei Netznutzer mit einem gleichmäßigen Lastverlauf und einer geringen Spitzenleistung.

Beide Ansätze stellen ein Vorgehen dar, welches Netzbetreiber zur Berechnung der Netzentgelte in ihrem Netzgebiet anwenden können, indem sie ihre Daten einsetzen. Die Grundlage der Umsetzung der Modelle in dieser Arbeit bildet ein Referenznetzbetreiber, welcher das durchschnittliche Lastprofil eines deutschen VNBs repräsentiert. Ein VNB kann durch die neuen Netzentgeltsystematiken Anreize für ein netzoptimales Verhalten bei Netznutzer schaffen. Es wird eine indirekte Beeinflussung erreicht. Eine weitere Gemeinsamkeit ist die erhöhte Eigenverantwortung, weil die Netznutzer ihren Verbrauch entsprechend der Tarifbestimmungen steuern können, um die Höhe der Netzentgelte zu minimieren. Dies kann einerseits durch die Verschiebung von Lasten in den Niedertarif oder andererseits durch Einhaltung der Obergrenze des Leistungsbandes erfolgen. Die einfache Anwendung und Verständlichkeit beider Ansätze wird angenommen.

Ein Unterschied besteht in der Anzahl der maximal möglichen Tarife pro Netznutzer. Bei Anwendung der multivariablen Netznutzungsentgelte wird über neun Tarife abgerechnet – Nieder-, Mittel und Hochtarif für die Saison Winter, Sommer und Übergangszeit. Im Gegensatz dazu existieren für die Netzentgelt-Flatrate nur vier Tarife – eine Flatrate-Stufe und drei Stufen des netzlastabhängigen Leistungspreises. Die Methode der multivariablen Netznutzungsentgelte orientiert sich am aktuellen Berechnungsmodell gemäß StromNEV. Der Flatrate-Ansatz hingegen ist völlig unabhängig davon. Weiterhin zeichnet sich dieser Ansatz durch seine Einfachheit und die einheitliche Höhe der Netzentgelte im gesamten Netzgebiet aus. Unterschiede in der Anwendung ergeben sich in den verschiedenen Spannungsebenen. Diese Unterschiede existieren für multivariable Netznutzungsentgelte nicht, d.h. die Berechnung für Niederspannungskunden wird auch auf die anderen Netzebenen angewendet. Jedoch differieren die Netzentgelte innerhalb eines Netzgebietes, weil örtliche und zeitliche Abhängigkeiten berücksichtigt werden, jedoch nicht die Lastcharakteristik des einzelnen Netznutzers.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die entwickelten Berechnungsansätze die Kriterien für zukünftige Netznutzungsentgelte gemäß Abschnitt 2.3 größtenteils erfüllen (vgl. Tabelle 3.24). Die neuen Ansätze werden somit den Anforderungen des zukünftigen Energieversorgungssystems besser gerecht als das aktuelle Berechnungsmodell.

Tabelle 3.24: Bewertung beider Berechnungsansätze

	Verursachungs- rech- tigkeit	Anreize für Ver- brauchsverhalten	Technische Machbar- keit	Politische Akzeptanz	Vorhersagbarkeit der Einnahmen (VNB)	Vorhersagbarkeit der NE-Höhe (Kunde)	Einfachheit	Kostenwälzung	Kompatibilität zu Stromtarifen
Netzentgelt- Schema 2013	nein	nein	ja	ja	nein	nein	nein	ja	ja
Multivariable Netzentgelte	ja	ja	ja	k. A.	nein	nein	bedingt	ja	k. A.
Netzentgelt- Flatrate	ja	ja	bedingt	k. A.	ja	ja	ja	ja	k. A.

4 Numerische Fallstudie

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln analysiert wurde, wie zukünftige Netznutzungsentgelte zu gestalten sind und dementsprechend zwei neue Ansätze entwickelt wurden, soll Kapitel 4 dazu dienen, die Auswirkungen dieser neuen Ansätze auf den Lastverlauf im Verteilernetz zu untersuchen. Dabei steht sowohl die getrennte Betrachtung der Netznutzungsentgelte als auch deren Wechselwirkung mit variablen Stromtarifen im Vordergrund. Ziel ist die Quantifizierung des Potenzials der Ansätze bezüglich einerseits der Senkung der Spitzenlast und andererseits der Integration von Erneuerbaren Energien. Aufgrund der Verfügbarkeit der empirischen Daten beschränkt sich die Auswertung auf Haushaltskunden in der Niederspannungsebene. Für die Fallstudie wurde ein Netzbetreiber gewählt, welcher folgende Charakteristik besitzt (vgl. Tabelle 4.1). Der Netzbetreiber versorgt eine mittelgroße Stadt und die angrenzenden kleineren Ortschaften. Geografisch ist das Netzgebiet mit einer Fläche von 51,12 km² in Mitteldeutschland angesiedelt.

Tabelle 4.1: Strukturmerkmale Netzbetreiber Fallstudie [84] [85]

Spannungsebene	Einwohner	Entnahmestellen	Netzkosten ²² pro Monat	Jahreshöchstlast
Niederspannung	28.984	16.831	259.524 €	12.304 kW

Zur Ermittlung der Auswirkung auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz wird ein zweistufiges Vorgehen umgesetzt. Zunächst werden die Auswirkungen der Netznutzungsentgelte auf den einzelnen Netzkunden ermittelt. Hierzu werden anonymisierte Last- und Kundendaten eines Projektes zur Einführung von Smart Metern verwendet [86]. Im Anschluss werden die Netznutzer gruppiert und somit der Lastverlauf im Netzgebiet und die Auswirkungen auf diesen abgebildet. Dabei wird angenommen, dass die Last auf Niederspannungsebene durch Haushaltskunden (Standardlastprofil H0) verursacht wird. Gewerbekunden werden aufgrund mangelnder Datenlage nicht betrachtet.

Entsprechend dem Vorgehen teilt sich das Kapitel in drei Abschnitte auf, die Auswirkungen auf das individuelle Verbrauchsverhalten des Netznutzers, den Einfluss auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz und die Wechselwirkungen zwischen Netzentgelten und Stromtarifen.

²² Netzkosten werden den Einnahmen aus Netzentgelten gleichgesetzt. Die Einnahmen berechnen sich über den 1/4h-Lastverlauf. Grundlage ist der Leistungs- und Arbeitspreis gemäß der Preisblätter der Stadtwerke Ilmenau. [101]

4.1 Einfluss auf das Verbrauchsverhalten der Netznutzer

Der Einfluss auf das Verbrauchsverhalten wird dargestellt über eine Veränderung der Last des Netzkunden in Abhängigkeit der Tageszeit und des Preises. Grundlage der Berechnung ist ein Kundenmodell für Stromtarifänderungen, welches erweitert und für die Anwendung auf Netzentgelte angepasst wird. Im ersten Schritt wird das verwendete Modell vorgestellt, bevor im zweiten Schritt die Auswirkungen aufgrund empirischer Daten dargestellt werden.

4.1.1 Modell zur Abbildung des Kundenverhalten

Die Grundlage des Modells zur Abbildung des Kundenverhaltens bildet ein bestehendes stochastisches Modell zur Lastanpassung mittels Stromtarifen [87]. Ziel dieses Modells ist die Erstellung eines Kundenmodells, welches in Abhängigkeit von Tageszeit und Tarifänderung die prozentuale Laständerung voraussagt. Voraussetzung ist ein Tarifsystem, welches auf Arbeitspreisen basiert, denn über die Kombination aus Arbeitspreisen und Zeitabhängigkeit kann der Verbrauch der Netznutzer beeinflusst und gezielt abgerechnet werden. Das Kundenverhalten wird hierbei über die einzelnen Haushaltsanwendungen²³ abgebildet, welche ein Lastmanagement ermöglichen. Für jede Anwendung wird der Anteil am Gesamthaushaltsstromverbrauch sowie deren tageszeitabhängige Aufteilung an der Haushaltsleistung ermittelt. Die Laständerung wird durch eine preisabhängige Elastizitätsfunktion $\varepsilon(p)$ beschrieben, welche durch das Verschiebepotenzial der Anwendungen und die individuelle Bereitschaft des Kunden zur Abweichung von der Gewohnheit bestimmt wird.

$$\varepsilon_i(p) = \frac{1}{1 + e^{-(7+a)p+(b \cdot 0,8+5)}} \quad (4.1)$$

mit: p - Preisänderung,

a - Anzahl der Stunden um die die Anwendung verschoben werden kann,

b - individuelle Bereitschaft von der Gewohnheit abzuweichen.

Das ursprüngliche Modell arbeitet auf einer Stundenbasis. Das typische Zeitintervall in der Energiewirtschaft ist die Viertelstunde. Um die Anwendbarkeit zu erhöhen, wird das Modell für Netznutzungsentgelte diesbezüglich angepasst. Weiterhin enthält das Kundenmodell für Netznutzungsentgelte neben den verschiebbaren Haushaltanwendungen (Index i) auch rein verbrauchsreduzierbare Anwendungen (Index j) wie Computer, Drucker, Telefon und Fernseher, Video und HiFi. Für diese Geräte werden der Anteil am Gesamtstromverbrauch sowie die zeitliche Aufteilung der Nutzung ermittelt. Anhand der Daten von [88]

²³ Zu diesen Haushaltsanwendungen zählen der Elektroherd, die Spülmaschine, der Kühlschrank und die Gefriertruhe, die Waschmaschine und der Wäschetrockner, die Warmwasseraufbereitung.

werden somit die Anteile des ursprünglichen Modells angepasst. Die Bereitschaft zur Verbrauchssenkung in Abhängigkeit des Preises basiert auf empirischen Daten [30], welche in eine Formel überführt werden. Die detaillierte Umsetzung des Modells ist in Anhang D beschrieben.

Unter Verwendung der angepassten und erweiterten Parameter ergibt sich die Leistungsänderung je Viertelstunde in Abhängigkeit des Preises gemäß folgender Formel.

$$E(t) = \sum_i 96 \cdot c(i) \cdot a(i, t) \cdot \varepsilon_i(p) + \sum_j 96 \cdot c(j) \cdot a(j, t) \cdot \varepsilon_j(p) \cdot r(p) \quad (4.2)$$

mit: $c(i)$ - Anteil der verschiebbaren Anwendung am gesamten Tagesstrombedarf,

$a(i, t)$ - zeitlicher Nutzungsfaktor der verschiebbaren Anwendung,

$\varepsilon_i(p)$ - Elastizität der verschiebbaren Anwendung,

$c(j)$ - Anteil der reduzierbaren Anwendung am gesamten Tagesstrombedarf,

$a(j, t)$ - zeitlicher Nutzungsfaktor der reduzierbaren Anwendung,

$\varepsilon_j(p)$ - Elastizität der reduzierbaren Anwendung,

$r(p)$ - Preiselastizität der reduzierbaren Anwendung,

i - verschiebbare Anwendung,

j - reduzierbare Anwendung.

Die Parameter $\varepsilon_j(p)$ und $r(p)$ für die reduzierbaren Anwendungen werden anhand folgender Formeln ermittelt. Für detaillierte Beschreibungen der Parameter wird auf Anhang D verwiesen.

$$\varepsilon_j(p) = \frac{1}{1 + e^{-0,9p+(g+4)}} \quad (4.3)$$

mit: p - Preisänderung,

g - Grad der Gewohnheit [1..geringe, 10..hohe Gewohnheit].

$$r(p) = 0,25 \cdot \left(\frac{p}{p + 100} \right)^{0,8} \quad (4.4)$$

mit: p - Preisänderung.

Unter Verwendung der Formel 4.2 berechnet sich über die viertelstündliche Änderung der Leistung der Lastverlauf des Netznutzers in Abhängigkeit der Preisänderung. Es wird dabei angenommen, dass seine Reaktion auf die Preisänderung ohne Zeitverzögerung erfolgt. Im Falle einer Preissenkung erhöht sich die Leistung für den betreffenden Zeitraum. Für den Zeitraum einer Preiserhöhung sinkt die Leistung in jeder Viertelstunde. Gleichzeitig erfolgt ein Leistungsanstieg in den letzten vier Viertelstunden vor dem Zeitpunkt der Preiserhöhung. Diese theoretischen Annahmen werden im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

4.1.2 Anwendung des Kundenmodells auf multivariable Netznutzungsentgelte

Da der Ansatz der multivariablen Netznutzungsentgelte sich am Prinzip des Leistungs- und Arbeitspreises orientiert, kann das in Abschnitt 4.1.1 vorgestellte Kundenmodell angewendet werden. In der fokussierten Niederspannungsebene werden die Netznutzer über gemischte Arbeitspreise²⁴ abgerechnet. Daher ist der Netznutzungstarif auf Niederspannungsebene die entscheidende Größe für die Beeinflussung des Lastverhaltens der einzelnen Netznutzer. Der Fallstudien-Netzbetreiber versorgt entsprechend der Angaben aus Tabelle 4.1 ein mittelstädtisches Gebiet in Mitteldeutschland. Daher gelten für die Netznutzer die Niederspannungstarife der Zonenkombination DII (Photovoltaikzone D, Windzone II). Die Netzentgelte wurden gemäß den Berechnungsvorschriften aus Abschnitten 3.2.3 und 3.2.4 unter Verwendung des entwickelten MatLab-Programms (siehe Anhang C) ermittelt und ergeben folgende Werte.

Tabelle 4.2: Multivariable Netznutzungsentgelte für Netzgebiet Fallstudie Niederspannung

Netzentgelte	Sommer	Winter	Übergang
Niedertarif	3,71 Ct/kWh	3,57 Ct/kWh	3,86 Ct/kWh
Mitteltarif	7,41 Ct/kWh	7,13 Ct/kWh	7,72 Ct/kWh
Hochtarif	11,12 Ct/kWh	10,70 Ct/kWh	11,59 Ct/kWh
Netzentgelt 2013	6,61 Ct/kWh	6,61 Ct/kWh	6,61 Ct/kWh

Aus Tabelle 4.2 ist ablesbar, dass sich die Höhe der Netznutzungsentgelte zwischen 3,57 und 11,59 Ct/kWh bewegt. Die Preisdifferenz zwischen den Tarifstufen bestimmt die Höhe

²⁴ Definition der gemischten Arbeitspreise gemäß Formel 2.1: $AP_{\sigma} = \frac{LP_{NS} \times 100}{T_{\sigma}} + AP_{NS}$

der Lastveränderung des Netznutzers. Ausgangsniveau ist der Mitteltarif, d.h. der Niedertarif bedeutet eine Preissenkung (Lasterhöhung) und der Hochtarif eine Preissteigerung (Lastreduktion). Um die Auswirkungen anschaulich darzustellen, ist der Lastverlauf²⁵ eines beispielhaften Netznutzers abgebildet. Für die Darstellung wird exemplarisch ein Werktag im Winter (01.03.2011) gewählt. Die zeitliche Abstufung der Tarife ist in Tabelle 4.3 aufgeführt.

Tabelle 4.3: Zeitliche Abstufung der Netzentgelttarife

Zeitstufen	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	22:00 - 8:00	8:00 – 16:00	16:00 – 22:00

Die Lastverläufe sowie die Leistungsänderung sind exemplarisch für den Jahresverlauf anhand eines Tagesausschnittes in Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 visualisiert. Die qualitativen Aussagen, welche nachfolgend getroffen gelten somit für den Jahresverlauf.

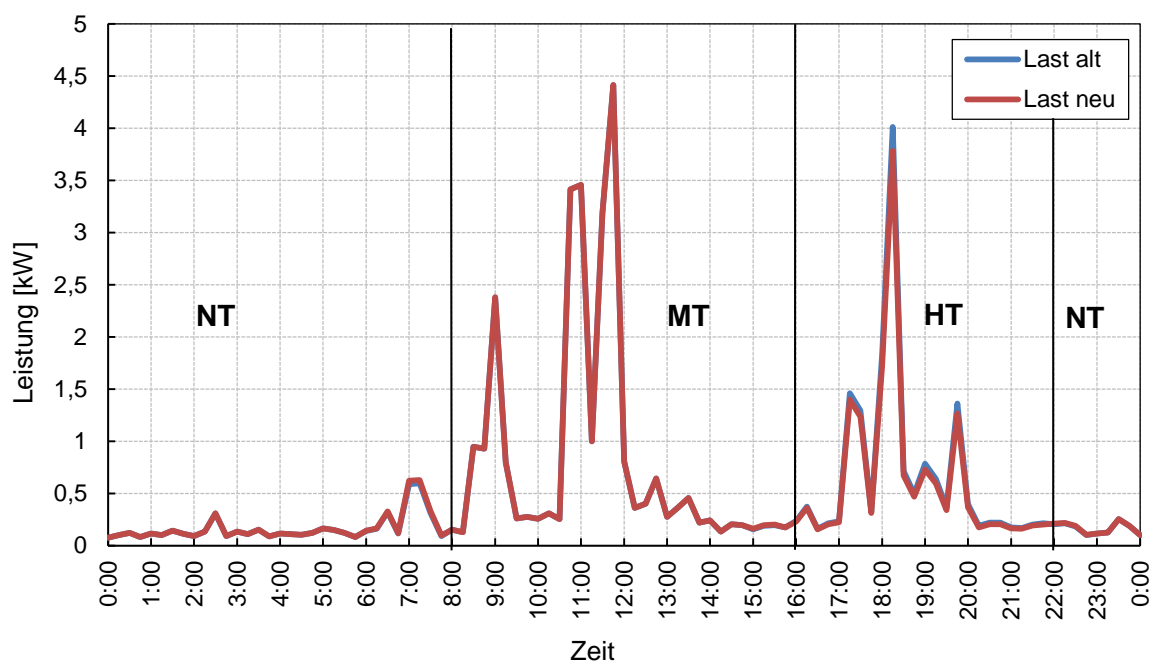


Abbildung 4.1: Lastverläufe eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)

²⁵ Für die Berechnung des Einflusses auf die Niederspannungsebene (siehe Kapitel 4.2 und 4.3) werden empirische Kundendaten verwendet.

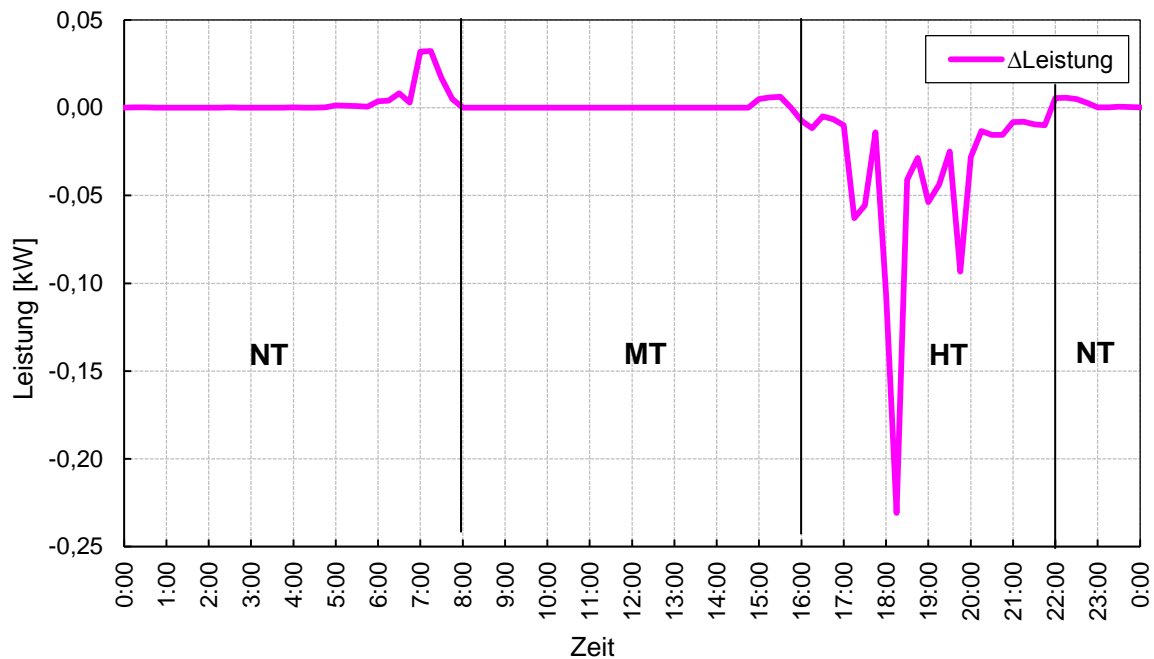


Abbildung 4.2: Leistungsänderung eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)

Die Lastveränderungen in Abhängigkeit der Tarife sind als Ergebnis der Simulation aus Abbildung 4.2 gut erkennbar. Im Zeitraum des Niedertarifs ist ein Lastanstieg in der Zeit zwischen 6:00 Uhr und 8:00 Uhr sowie von 22:00 Uhr bis 23:00 Uhr zu erkennen. Aber auch während der restlichen Zeit ist ein Lastanstieg existent, welcher jedoch gering (Promillebereich) ist. Die Gründe liegen im Berechnungsansatz des Kundenmodells. Die Laständerung ist abhängig von der Preisänderung, der Elastizität, der Leistung und den Nutzenfaktoren der Haushaltsanwendungen. Da diese Nutzenfaktoren in der Zeit von 23:00 Uhr bis 6:00 Uhr sehr klein sind und die Leistung ebenfalls diese Charakteristik aufweist, ist der Lastanstieg grafisch nicht sichtbar, aber quantitativ berechenbar. Innerhalb des Zeitraumes des Mittelspannungstarifs kommt es zu keiner Laständerung, außer in der letzten Stunde bevor der Hochtarif einsetzt, weil der Mitteltarif das preisliche Ausgangsniveau und somit die Preisdifferenz und dadurch die Laständerung gleich Null ist. Der Anstieg von 15:00 Uhr bis 16:00 Uhr erklärt sich durch die Annahme, dass die Netznutzer aufgrund des Hochtarifs Anwendungen in den günstigeren Mitteltarifzeitraum verschieben. Für den Zeitraum des Hochtarifs (16:00 Uhr bis 22:00 Uhr) sind deutliche Leistungsreduktionen zu erkennen. Dies begründet sich mit den hohen Nutzungsfaktoren der Haushaltsanwendungen für diesen Zeitraum und der Höhe der entnommenen Leistung. Über den gesamten Tagesverlauf lässt sich festhalten, dass die Leistungsreduktionen gegenüber den Leistungsanstiegen überwiegen. Der Grund hierfür liegt in der Annahme, dass die Netznutzer bei Preiserhöhungen zusätzlich die Nutzung reduzierbarer Haushaltsanwendungen wie Fernsehen, Video und Internet einschränken. Im Kundenmodell wird dieser Tatsache mit dem Laständerungsfaktor für reduzierbare Anwendungen Rechnung getragen.

Für die multivariablen Netznutzungsentgelte wird eine Beeinflussung des Lastverlaufs der Netznutzer in Abhängigkeit der Preisdifferenz und Tarifzeiträume, wie oben beschrieben, angenommen. Wie die Flatrate-Bepreisung der Netznutzung den Lastverlauf beeinflusst, wird im anschließenden Abschnitt untersucht.

4.1.3 Abbildung des Verbrauchsverhaltens bei Flatrate-Bepreisung

Der in Abschnitt 3.3 vorgestellte Ansatz der Bepreisung der Netznutzung über eine Flatrate beschreibt einen monatlichen Festbetrag für ein definiertes Leistungsband. Ziel ist die Reduzierung der Spitzenleistung und keine gezielte zeitliche Verschiebung der Last. Ein Arbeitspreis kommt innerhalb dieses Ansatzes nicht vor. Daher findet das in Abschnitt 4.1.1 beschriebene Modell keine Anwendung. Die Veränderung des Lastverlaufes der Netzkunden wird über ein Simulationsmodell abgebildet. Das Modell basiert auf den Annahmen der ausschließlichen Inanspruchnahme der Flatrate ohne netzlastabhängigen Leistungspreis, der Einhaltung der Grenzen des Leistungsbandes sowie der Verschiebungen von Spitzenleistungen in Schwachlastzeiten. Die Preise für das Netzgebiet der Fallstudie berechnen sich anhand der Netzdaten gemäß Tabelle 4.1. Die Flatrate-Stufen sind für 12kW, 16kW und 20kW definiert. Die monatlichen Entgelte ergeben sich zu 11,94 € für Stufe 1, 16,16 € für Stufe 2 und 20,66 € für die Stufe 3 (siehe Tabelle 4.4).

Tabelle 4.4: Flatrate-Netznutzungsentgelte für Netzgebiet Fallstudie Niederspannung

Netzentgelte	Flatrate (monatlich)	Netzlastabhängiger Leistungspreis
Stufe 1	11,94 €	7,22 Ct/kWh
Stufe 2	16,16 €	18,04 Ct/kWh
Stufe 3	20,66 €	72,18 Ct/kWh

Folgendes Vorgehen wird für das Simulationsmodell angewendet. Das Modell ermittelt alle Zeitpunkte innerhalb der Lastverläufe, in denen die Leistungsgrenze überschritten wird und summiert die entsprechenden Energiemengen auf. Diese Mengen werden gleichmäßig auf den nächsten Schwachlastzeitraum verteilt. Die Lastverläufe sowie die Leistungsänderungen sind exemplarisch (stellvertretend für den Jahresverlauf) in Abbildung 4.3 und Abbildung 4.4 dargestellt. Die Darstellung dient der Verdeutlichung der Charakteristik des Simulationsmodells. Dazu werden die Lastgangdaten eines Vierpersonenhaushaltes verwendet. Die Kurven zeigen den Lastverlauf für einen Sonntag im Winter.

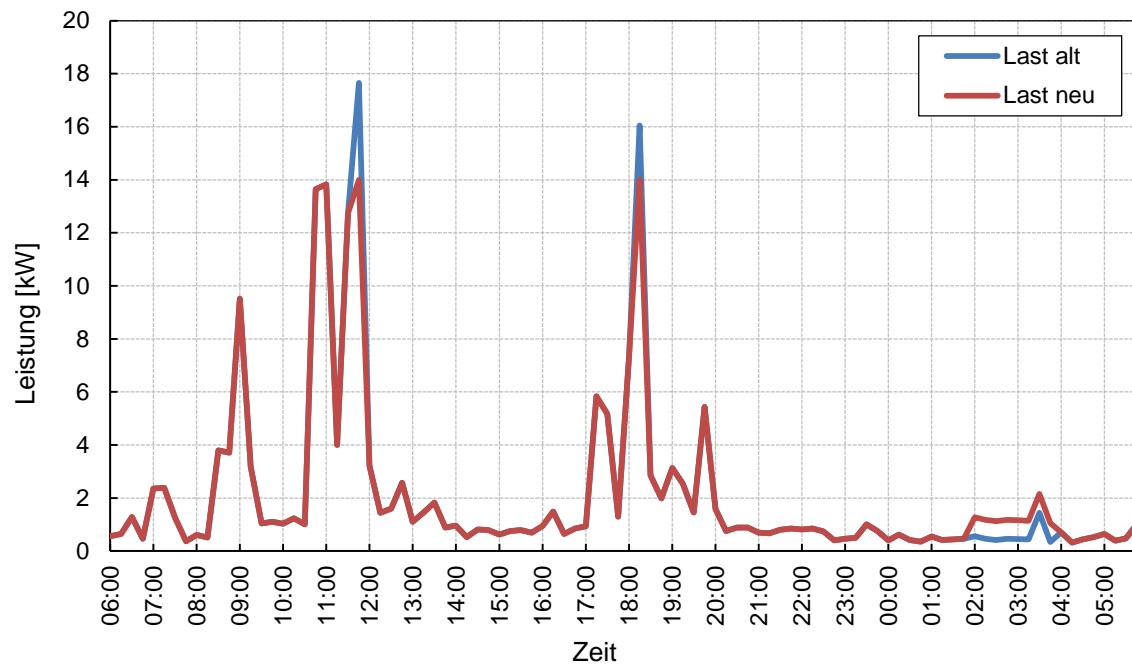


Abbildung 4.3: Lastverläufe eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)

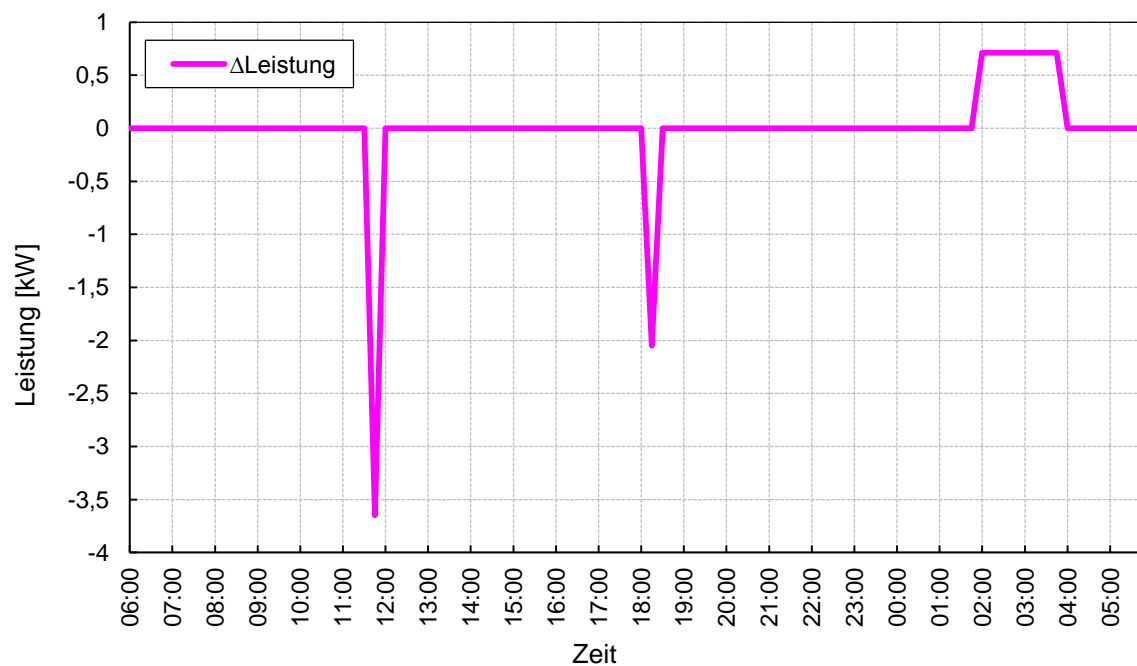


Abbildung 4.4: Leistungsänderung eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)

Der Ansatz der Flatrate-Bepreisung zielt auf die Spitzenlastreduktion hin. Die qualitativen Aussagen, welche anhand des dargestellten Beispiels getroffen werden, sind für den gesamten Betrachtungszeitraum gültig. Für das dargestellte Beispiel ist eine Leistungsgrenze von 14kW gewählt. Die Wahl dieser Leistungsstufe führt dazu, dass die Leistungsspitzen

11:45 Uhr und 18:15 Uhr gekappt werden. Die Lasten werden theoretisch so verschoben, dass während des gesamten Zeitraumes die Leistung von 14kW nicht überschritten wird. Die Verschiebung der Energie erfolgt in den Zeitraum von 2:00 bis 4:00. Durch Anwendung dieses Simulationsmodells bleibt der Verbrauch im Gegensatz zum Kundenmodell aus Abschnitt 4.1.1 gleich. Lediglich die Spitzenleistung wird gesenkt und Energiemengen verschoben.

Im Abschnitt 4.1 wurde untersucht wie sich die Berechnungsansätze für die Netznutzung (multivariable Netzentgelte und Flatrate) auf den Lastverlauf des einzelnen Netznutzers auswirken. Dazu wurden einerseits ein preis- und zeitabhängiges Kundenmodell und andererseits ein Simulationsmodell verwendet. Um den Einfluss auf der Niederspannungsebene darzustellen, sind die Veränderungen anhand der empirischen Daten für jeden Netznutzer zu untersuchen und auf die Anzahl der Entnahmestellen im Netzgebiet hoch zu skalieren. Dies erfolgt im folgenden Abschnitt.

4.2 Einfluss auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz

Der Lastverlauf der Niederspannungsebene soll für diese Fallstudie anhand der Daten von Haushaltskunden abgebildet werden. Da Haushaltskunden statistisch den größten Teil der Netznutzer auf der Niederspannungsebene widerspiegeln, kann dies als hinreichende Bedingung angenommen werden. Die Abbildung des Lastverlaufes hat somit eine realistische Grundlage. Die verwendeten Verbrauchsdaten beziehen sich auf ein Projekt zur Einführung von Smart Metern [86]. Die Datengrundlage setzt sich zusammen aus 172 Lastverläufen von Haushaltskunden im Zeitraum März 2011 bis Februar 2012 und umfasst ein komplettes Jahr. Die Lastverläufe enthalten Viertelstundenwerte für die entnommene Energie. Die Verteilung der Haushaltsgröße innerhalb der Datensätze beträgt 86 Datensätze für Ein- und Zweipersonenhaushalte, 77 für Drei- und Vierpersonenhaushalte und 9 für Fünf- und Mehrpersonenhaushalte. Um die genaue Abbildung innerhalb des Netzgebietes zu gewährleisten, muss die Verteilung der Haushaltsgrößen bekannt sein, damit die Entnahmestellen entsprechend verteilt werden. Da für das Netzgebiet keine Zahlen zur Verfügung stehen, wird die durchschnittliche Verteilung der Haushaltsgrößen für Deutschland herangezogen (siehe Tabelle 4.5).

Für die Untersuchungen der nachfolgenden Abschnitte werden zunächst die Lastverläufe und die Änderung der Lastverläufe in Abhängigkeit der verwendeten Netzentgeltmethodik für jeden Netznutzer separat berechnet. Danach werden die Viertelstundenmittelwerte für jede Netznutzergruppe gebildet und anhand der Verteilung der Haushaltsgrößen gewichtet. Als Ergebnis wird der mittlere Lastverlauf des Netzgebietes berechnet. Durch dessen Multiplikation mit der Anzahl der Entnahmestellen wird abschließend der Gesamlastverlauf im Netzgebiet ermittelt. Dabei wird angenommen, dass jeder Haushalt eine Entnahmestelle

darstellt. Die Auswertung erfolgt zum einen für den gesamten Betrachtungszeitpunkt und zum anderen für die einzelnen Typtage.

Tabelle 4.5: Datensätze und Entnahmestelle nach Haushaltsgröße

Haushaltsgröße	Datensätze	Verteilung Deutschland	Entnahmestelle
1/2-Personenhaushalte	86	74,72%	12.576
3/4-Personenhaushalte	77	21,93%	3.691
5-Personenhaushalt und mehr	9	3,35%	564
Gesamt	172	100%	16.831

Nachfolgend werden die Ergebnisse für die Anwendung der Netzentgeltsystematik für multivariable Netznutzungsentgelte (siehe Abschnitt 4.2.1) und der Flatrate-Bepreisung (siehe Abschnitt 4.2.2) beschrieben, bevor in Abschnitt 4.2.3 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wird, um den Einfluss einer veränderten Netzentgeltgestaltung auf die Effekte im Verteilernetz zu untersuchen. Die Aussagen dieses Abschnittes beziehen sich auf die untersuchte Fallstudie und sind nicht allgemein gültig.

4.2.1 Empirische Darstellung des multivariablen Ansatzes

Die Darstellung der Auswirkungen auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz bei Anwendung der multivariablen Netznutzungsentgelte basieren auf den Tarifen für ein mittelstädtisches Gebiet in Mitteldeutschland (siehe Tabelle 4.2). Die Zeitstufen sind entsprechend der Methodik aus Abschnitt 3.2.4 gewählt und in Tabelle 4.6 aufgeführt.

Tabelle 4.6: Zeitstufen der Tarife für multivariable Netzentgelte

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	22:00 - 8:00	8:00 – 16:00	16:00 – 22:00
Winter Wochenende	22:00 – 8:00	12:00 – 16:00	8:00 – 12:00 16:00 – 22:00
Sommer Werktag	21:00 – 6:00	-	6:00 – 21:00
Sommer Wochenende	21:00 – 6:00	12:00 – 16:00	6:00 – 12:00 16:00 – 21:00
Übergang Werktag	21:00 – 7:00	-	7:00 – 21:00
Übergang Wochenende	22:00 – 7:00	13:00 – 17:00	7:00 – 13:00 17:00 – 22:00

Die Untersuchungen fokussieren auf folgende Ziele:

- das Potenzial der Netzentgeltsystematik zur Reduktion der Spitzenlast und
- das Potenzial für Integration von Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen (Erneuerbare Energien).

Lastreduktion

In diesem Abschnitt wird analysiert, ob eine Spitzenlastreduktion durch Anwendung von multivariablen Netznutzungsentgelten möglich ist und wie hoch ggf. die Senkung ausfällt. Dazu werden die Spitzenlasten für den gesamten Lastverlauf sowie für die Lastverläufe der Typtage ermittelt. Die Werte für die Referenzlast (unbeeinflusster Verlauf) und die Werte bei Anwendung des neuen Netzentgeltansatzes (beeinflusster Verlauf²⁶) werden gegenübergestellt (siehe Tabelle 4.7). In Tabelle 4.8 wird zusätzlich dargestellt, wie die Verschiebung der Energiemengen zwischen den verschiedenen Tarifstufen ausfällt.

Tabelle 4.7: Spitzenlastreduktion multivariable Netzentgelte

Typtag	max. Last unbeeinflusst	max. Last beeinflusst	Lastreduktion
Gesamt	15.857 kW	15.857 kW	0 %
Winter Werktag	14.320 kW	13.460 kW	6,0 %
Winter Wochenende	15.857 kW	15.857 kW	0 %
Sommer Werktag	9.538 kW	9.597 kW	-0,6 %
Sommer Wochenende	11.849 kW	11.849 kW	0 %
Übergang Werktag	12.188 kW	11.310 kW	7,2 %
Übergang Wochenende	12.471 kW	11.737 kW	5,9 %

Es ist ersichtlich, dass der gewählte Ansatz über den Jahresverlauf keine Reduktion der Spitzenlast bewirkt. Der Wert bleibt konstant bei rund 16 MW und wird für einen Samstag im Winter um 12:00 Uhr gemessen. Dies spiegelt die typische Mittagsspitzenlast der Standardlastprofilkunden wider. Lediglich für einzelne Typtagzeiträume (Werktag Winter und Werktag Übergang, Wochenende Übergang) sind Senkungen der Spitzenlast bis zu 7,2 % zu verzeichnen. Für die Zeiträume der Wochenenden im Winter und Sommer ist keine

²⁶ Unter Verwendung des Kundenmodells zur Ermittlung des beeinflussten Lastverlaufs für den Ansatz der multivariablen Netzentgelte und unter Verwendung des Simulationsmodells zur Ermittlung des beeinflussten Lastverlaufs für den Ansatz der Netzentgelt-Flatrate..

Leistungssenkung zu verzeichnen. Ein Anstieg der Spitzenlast ist für Sommerwerkstage ersichtlich. Dieses Verhalten entspricht im Jahresverlauf nicht der Zielsetzung der multivariablen Netznutzungsentgelte. Die Gründe hierfür sind in der zeitlichen Aufteilung der Tarifstufen zu sehen. Die Spitzenlast des Jahresverlaufes sowie für die Verläufe für Winter und Sommer Wochenende wurde für die Viertelstunde 12:00 Uhr bis 12:15 Uhr verzeichnet. Dabei fällt die Spitzenlast genau auf den Wechsel zwischen Hoch- und Mitteltarif. Der Hochtarif deckt diesen Zeitpunkt nicht ab, weil die letzte Viertelstunde im Hochtarif 12:00 endet. Somit fällt die Spitzenlast in den Mitteltarifzeitraum. Dadurch greift die Anreizfunktion nicht und die Last bleibt unverändert, weil im Kundenmodell der Mitteltarif als Ausgangsniveau angenommen wird und keine Leistungsveränderungen bewirkt. Der Anstieg der Leistung für den Lastverlauf der Sommerwerkstage ergibt sich dadurch, dass die Spitzenlasten zwischen 21:30 Uhr und 22:30 Uhr erzielt werden, was den Niedertarifzeitraum betrifft. Insgesamt treten mehrere Leistungsspitzen auf, welche die Spitzenleistung des Referenzverlaufes geringfügig überschreiten. Der Niedertarif setzt den Anreiz zur Leistungserhöhung, was zum genannten Effekt des Leistungsanstieges führt. Diese Effekte bewirken, dass das Ziel der Netzentgelte zur Senkung der Spitzenleistung im Rahmen der Fallstudie für die gewählte Netzentgeltausprägung nicht erreicht wird. Eine Änderung der Tarifzeiträume, d.h. eine Verschiebung des Hochtarifzeitraumes ist notwendig (siehe Abschnitt 4.2.3). Grafisch ist die Lastreduktion in Abbildung 4.5 dargestellt.

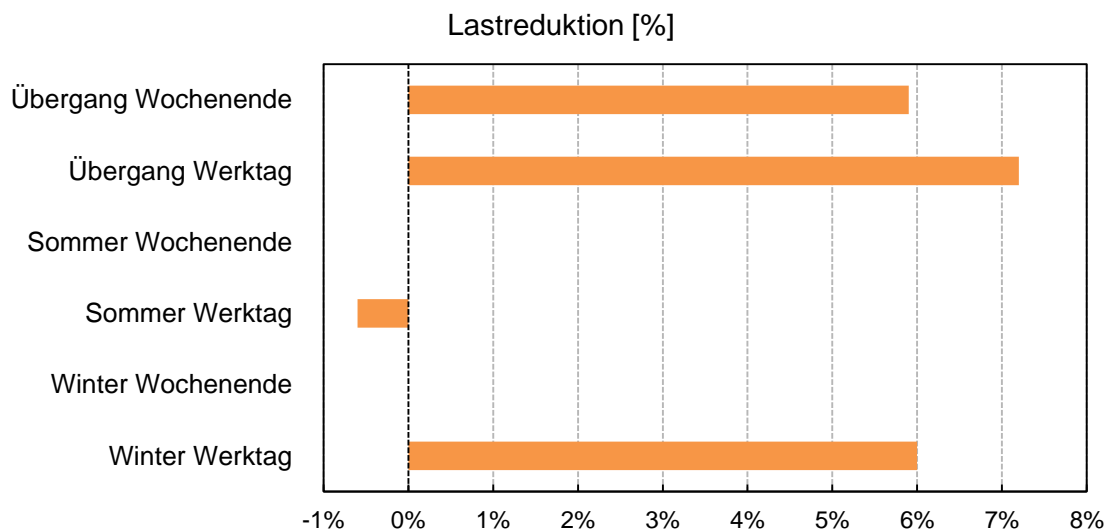


Abbildung 4.5: Spitzenlastreduktion multivariable Netzentgelte

Tabelle 4.8 visualisiert die Effekte der Tarifstruktur, d.h. eine Erhöhung des Verbrauchs zu Mittel- und Niedertarifzeiten und eine Senkung des Verbrauchs zu Hochtarifzeiten. Die Leistungs- und somit Verbrauchssenkungen übersteigen die Erhöhungen. Grund dafür sind einerseits die Annahme des Kundenmodells der Abhängigkeit der Laständerungen von der

Ausgangslast sowie die Einbeziehung der reduzierbaren Haushaltsanwendungen in das Kundenmodell. Da die Leistungen zu Hochlastzeiten größer sind als zu Niederlastzeiten verhalten sich die Leistungsänderungen entsprechend. Der Mitteltarif bewirkt gemäß Annahme keine Veränderung der Last. Die Verbrauchserhöhung begründet sich mit der Bedingung, dass die Netznutzer bei einer Preiserhöhung ein Teil ihrer Last in den vorgelagerten Tarifzeitraum verschieben. Dies entspricht dem Mitteltarifzeitraum für diese Fallstudie. Die Verbrauchssenkungen sind in Winter und Sommer höher als in der Übergangszeit. Der Verbrauchsanstieg ist zu Nieder- und Mitteltarifzeiten im Winter am größten. Die Schwankungen zwischen den einzelnen Typtagzeiträumen hängen mit der Anzahl der Tage und der Leistung innerhalb eines Zeitraumes zusammen. Die meisten Tage umfasst die Saison Winter, gefolgt vom Sommer und der Übergangszeit. Für Aussagen bezüglich der Abhängigkeit der Effekte zwischen Werktag und Wochenende ist zwischen Erhöhung und Senkung zu unterscheiden. Für die Saison Winter und Sommer ist an Wochenenden ein stärkerer Verbrauchsanstieg zu verzeichnen als an Werktagen. Während der Übergangszeit verhält es sich umgekehrt. Bei der Verbrauchssenkung bildet der Winter, mit einer höheren Senkung an den Wochenenden, die Ausnahme. Grundsätzlich ist jedoch übergreifend feststellbar, dass Tarifierhöhungen zu Lastsenkungen und Tarifsenkungen zu Lasterhöhungen führen.

Tabelle 4.8: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung multivariable Netzentgelte

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	68.845 kWh	13.113 kWh	-286.964 kWh
Winter Wochenende	57.165 kWh	42.738 kWh	-536.422 kWh
Sommer Werktag	32.672 kWh	-	-491.302 kWh
Sommer Wochenende	29.427 kWh	20.019 kWh	-371.133 kWh
Übergang Werktag	79.796 kWh	-	-527.349 kWh
Übergang Wochenende	832 kWh	902 kWh	-16.384 kWh

Integration Erneuerbarer Energien

Neben der Untersuchung des Potenzials zur Reduktion der Spitzenlast soll erklärt werden, ob der Berechnungsansatz für multivariable Netznutzungsentgelte geeignet ist die Integration von Erneuerbaren Energien zu erhöhen. Die Integration zeichnet sich dadurch aus, dass die eingespeiste Leistung lokal im Netzgebiet abgenommen wird, d.h. Last- und Einspeiseverlauf müssen übereinstimmen. Ein Faktor, welcher diesen linearen Zusammenhang

misst, ist der Korrelationskoeffizient. Da es sich bei den Zeitreihen der Last und Einspeisung um kardinale Merkmale handelt, wird der Korrelationskoeffizient nach Bravais und Pearson²⁷ verwendet, um den linearen Zusammenhang zwischen beiden Zeitreihen zu beschreiben [89].

Für die betrachtete Fallstudie werden Einspeisedaten des Netzbetreibers auf Niederspannungsebene für das Jahr 2011 und 2012 verwendet [90] [91]. Dabei wird die Einspeisung, ausgenommen von einer Kleinwasserkraftanlage²⁸, ausschließlich durch Photovoltaikanlagen erzeugt. Insgesamt speisen 119 Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 1,1 MW in das Niederspannungsnetz ein. Um eine qualitative Aussage für die Integration zu erzielen, werden die Verläufe anhand ihrer Spitzenlast normiert. Die Untersuchung umfasst dabei sowohl den gesamten Jahresverlauf als auch den Verlauf während der Typtagzeiträume. Der Verlauf der PV-Einspeisung, der Referenzlast und der beeinflussten Last sind in Abbildung 4.6 für den Zeitraum einer Woche im Sommer veranschaulicht.

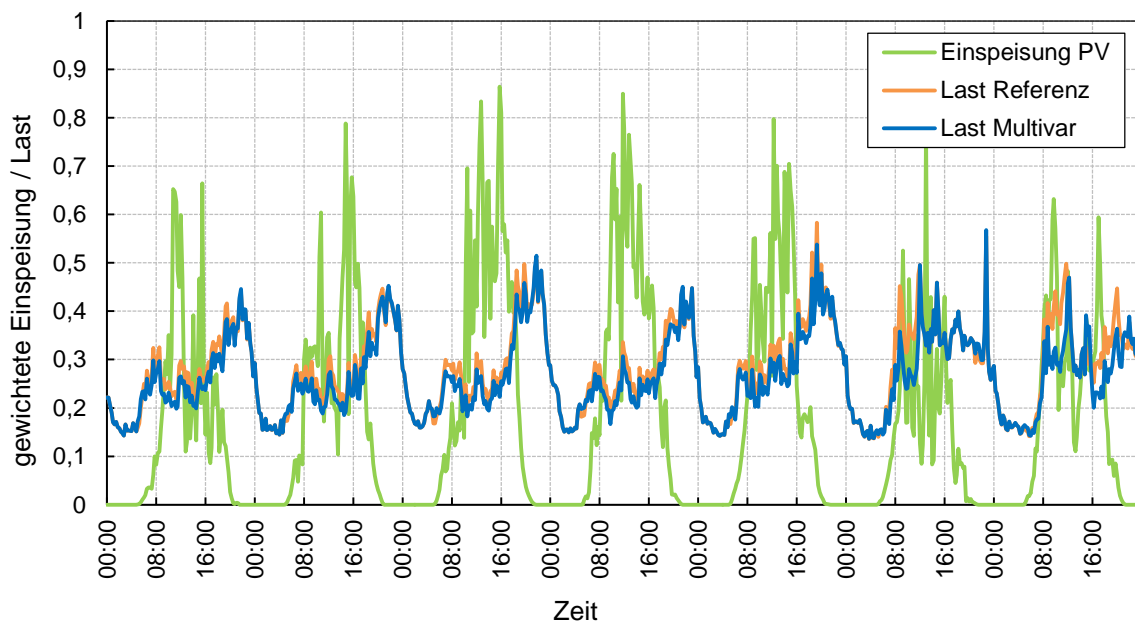


Abbildung 4.6: Verlauf Last- und Einspeisgänge Fallstudie (06.-12.Juni 2011)

In der Abbildung 4.6 ist der Wochenverlauf von Montag bis Sonntag dargestellt. Der Einspeiseverlauf zeigt die typische Charakteristik der Photovoltaik mit ihren Leistungsspitzen während der Mittagszeit. Die Lastverläufe weisen hingegen die Charakteristik des Standardlastprofil H0 auf mit ihren Spitzenwerten in den Morgen- und Abendstunden an Werktagen. Am Wochenende treten zusätzlich Lastspitzen während der Mittagsstunden auf. Daher ist davon auszugehen, dass die Korrelation zwischen Einspeisung und Last am Wo-

²⁷ Korrelationskoeffizient nach Bravais und Pearson. $r = \frac{s_{XY}}{s_X \cdot s_Y}$ mit s – Standardabweichung, $-1 \leq r \leq 1$.

²⁸ Installierte Leistung von 45 kW.

chenende höher ist als zu Werktagen. Inwieweit eine Erhöhung der Korrelation und dadurch eine Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energie durch Anwendung der multivariablen Netzentgelte erreicht werden, ist aus Tabelle 4.9 ersichtlich.

Tabelle 4.9: Korrelation Last und Einspeisung PV multivariable Netzentgelte

Typtag	Korrelation PV und Referenzlast	Korrelation PV und Last multivariable NE
Gesamt	0,0019	-0,0633
Winter Werktag	-0,1075	-0,0996
Winter Wochenende	0,1938	0,1775
Sommer Werktag	0,0334	-0,0571
Sommer Wochenende	0,5107	0,4327
Übergang Werktag	-0,0468	-0,1429
Übergang Wochenende	0,4033	0,3506

Zum einen ist erkennbar, dass die Korrelation an den Wochenenden deutlich größer ist als an Werktagen. Für Werktage schwankt der Korrelationskoeffizient um den Wert Null, d.h. es besteht keine lineare Abhängigkeit. Für Wochenenden bewegt sich der Wert zwischen 0,2 und 0,5. Der Spitzenwert wird für die Sommerwochenenden der Referenzlast mit einer Höhe von 0,51 erreicht. Der Korrelationskoeffizient ist definiert zwischen -1 und 1, wobei 1 einen perfekten linearen Zusammenhang in steigender Richtung und -1 einen perfekten linearen Zusammenhang in fallender Richtung beschreibt. Je näher sich der Wert Null annähert, umso größer wird die lineare Unabhängigkeit. Ein Wert von 0,5 drückt eine schwache lineare Abhängigkeit aus, daher ist anzunehmen, dass eine Integration von Erneuerbaren Energien nur beschränkt gegeben ist. Die Unterschiede in der Korrelation zwischen Wochenende und Werktagen erklärt sich aufgrund der Lastverläufe und dem damit verbundenen Auftreten der Lastspitzen (siehe Abbildung 4.6). Über den Jahresverlauf betrachtet sind die Korrelationskoeffizienten für die Referenzlast und die beeinflusste Last annähernd Null, d.h. es besteht keine lineare Abhängigkeit zwischen der Einspeisung aus Photovoltaik und der Last. Eine Erhöhung der Korrelation ist durch den Ansatz der multivariablen Netzentgelte nicht erzielbar. Im Gegenteil, die Korrelation zwischen der PV-Einspeisung und der beeinflussten Last weist durchgängig über alle Typtage einen geringeren Wert auf. Am deutlichsten ist dies für die Sommerwochenenden erkennbar. Hier sinkt der Wert von 0,51 auf 0,43 (vgl. Abbildung 4.7).

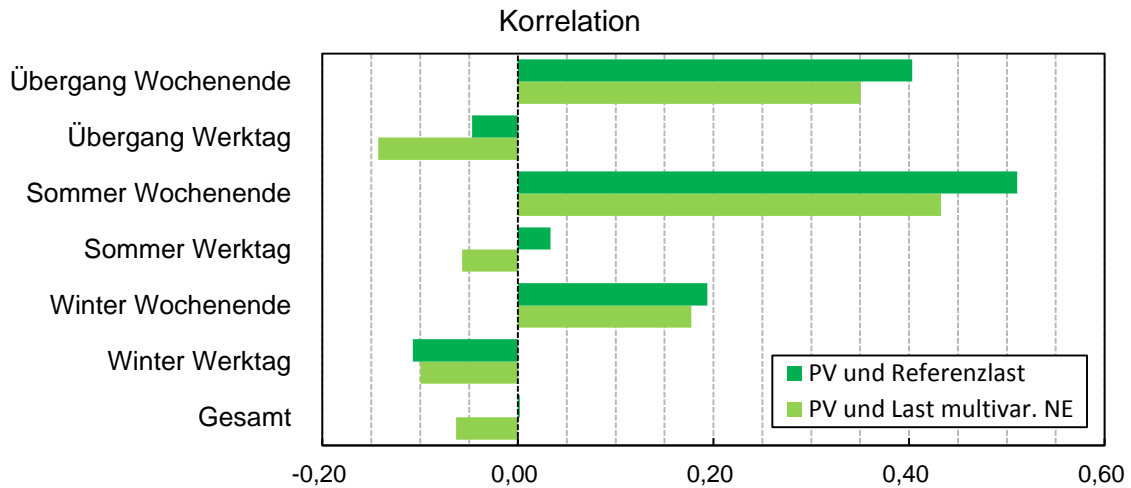


Abbildung 4.7: Korrelation Last und Einspeisung PV multivariable Netzentgelte

Damit lässt sich festhalten, dass die Tarifstruktur der multivariablen Netznutzungsentgelte für die gewählte Fallstudie nicht geeignet ist, um die Integration von Erneuerbaren Energien in das Verteilernetz im Rahmen der Fallstudie zu erhöhen. Die Gründe liegen in der Zielsetzung der gewählten Tarifstruktur für die Fallstudie, welche in einer Vergleichmäßigung der Last besteht, d.h. Senkung der Leistung zu Hochlastzeiten und Erhöhung zur Niederlastlastzeiten. Dies hat vor allem Auswirkung auf den Lastverlauf an den Wochenenden. Die Lastspitzen zu Mittagszeiten, welche die erhöhte Korrelation bedingen, werden reduziert. Dadurch sinkt die Korrelation. Um die Integration zu erhöhen, müsste die Tarifstruktur an der PV-Einspeisung ausgerichtet werden (siehe Abschnitt 4.2.3).

Mit der gewählten Tarifstruktur für multivariable Netznutzungsentgelte werden Anreize gesetzt, um die Spitzenlast zu reduzieren und auf Niederlastzeiten zu verteilen. Jedoch wird die Integration von Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung nicht gefördert. Wie es sich für den Ansatz der Flatrate-Bepreisung verhält, wird im nachfolgenden Abschnitt analysiert.

4.2.2 Empirische Darstellung des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung

Die Netzentgelt-Flatrate ist definiert durch einen monatlichen Festbetrag, d.h. der Ansatz enthält keine Tarifzeiträume. Dadurch werden keine expliziten Anreize zur Lastsenkung während Hochlastzeiten und zur Verlagerung in Schwachlastzeiten gesetzt. Durch das Setzen der Leistungsgrenze bei der Wahl einer Flatrate-Stufe wird ein impliziter Anreiz zur Senkung der Spitzenlast gesetzt. Da Spitzenlasten meist zu Hochlastzeiten auftreten, ist anzunehmen, dass auch der Ansatz der Flatrate-Bepreisung zu einer Senkung der Leistung zu Hochlastzeiten führt.

Diese Aussage soll im Folgenden für die betrachtete Fallstudie untersucht werden. Dabei wird eine Tarifstruktur für die Flatrate gemäß der Angaben aus Abschnitt 4.1.3 gewählt. Diese sieht verschiedene Flatrate-Stufen vor, 12 kW, 16 kW und 20 kW. Für die Abbildung der Netzlast wird angenommen, dass Ein- und Zweipersonenhaushalte Flatrate 1 mit 12 kW, Drei- und Vierpersonenhaushalte Flatrate 2 mit 16 kW und Fünf- und Mehrpersonenhaushalte Flatrate 3 mit 20 kW wählen (siehe Tabelle 4.10). Die sich daraus ergebende Verteilung der Entnahmestellen auf die Leistungsbänder bildet die Grundlage für die Ermittlung der Auswirkungen der Netzentgeltsystematik auf den Lastverlauf. Die zu untersuchenden Auswirkungen beziehen sich auf die Lastreduktion und die Integration Erneuerbarer Energien.

Tabelle 4.10: Verteilung Netznutzer auf Flatrate-Stufen

Netzentgeltstufe	Leistungsgrenze	Kundengruppe	Entnahmestelle
Flatrate 1	12 kW	1/2-Personenhaushalte	12.576
Flatrate 2	16 kW	3/4-Personenhaushalte	3.691
Flatrate 3	20 kW	5-Personenhaushalt und mehr	564

Lastreduktion

Diese Analyse der Lastreduktion fokussiert zwei Schwerpunkte.

- Die Senkung der Spitzenlast in Bezug auf den Jahresverlauf und die einzelnen Typ-tagzeiträume (siehe Tabelle 4.11).
- Die Lastverschiebung für verschiedene Tageszeiträume (siehe Tabelle 4.12) basierend auf der zeitlichen Staffelung von Nieder-, Mittel- und Hochtarif gemäß Tabelle 4.6.

Da der Flatrate-Ansatz selbst keine Tarifstufen besitzt, werden die Tarifzeiten der multivariablen Netznutzungsentgelte zur Auswertung verwendet, um eine Vergleichbarkeit zwischen beiden Ansätzen zu gewährleisten. Aus Daten der Tabelle 4.11 ist zu erkennen, dass im Jahresverlauf und über alle Typtage eine Reduktion der Spitzenleistung erzielbar ist. Ganzjährig ist eine Leistungssenkung von 8,2% zu verzeichnen. Diese Leistungssenkung resultiert aus der Reduzierung der Spitzenlast an Winterwochenenden. Weil in diesen Zeiträumen die größten Lasten auftreten, bedingt durch die intensivere Nutzung der Haushaltsanwendungen wie u.a. Kochen, Waschen und Warmwasseraufbereitung, ist das Potenzial zur Senkung am größten. Die Annahme der Untersuchung legt fest, dass die Netznutzer ihre Leistungsgrenze einhalten, d.h. eine Entnahme von 12kW, 16kW bzw. 20kW wird

nicht überschritten. Das hat zur Folge, dass bei höherer Ausgangslast des Referenzverlaufes auch das Potenzial zur Senkung größer ist, was für die Winterwochenenden eindeutig ersichtlich ist (vgl. Abbildung 4.8).

Tabelle 4.11: Spitzenlastreduktion Netzentgelt-Flatrate

Typtag	max. Last unbeeinflusst	max. Last beeinflusst	Lastreduktion
Gesamt	15.857 kW	14.554 kW	8,2 %
Winter Werktag	14.320 kW	14.020 kW	2,1 %
Winter Wochenende	15.857 kW	14.554 kW	8,2 %
Sommer Werktag	9.538 kW	9.055 kW	5,1 %
Sommer Wochenende	11.849 kW	11.214 kW	5,4 %
Übergang Werktag	12.188 kW	11.649 kW	4,4 %
Übergang Wochenende	12.471 kW	11.780 kW	5,5 %

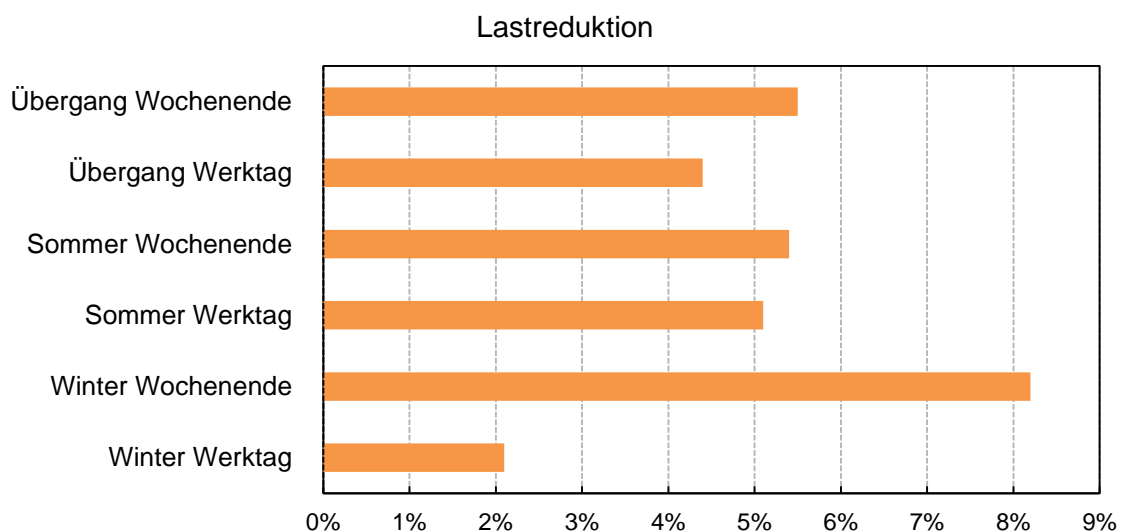


Abbildung 4.8: Spitzenlastreduktion Netzentgelt-Flatrate

Allgemein ist an den Wochenenden eine stärkere Lastsenkung erkennbar als an Werktagen. Dies ist durch die höheren Spitzenleistungen an Wochenenden zu begründen. Eine Saisonunterscheidung ist nur zwischen Winter und Sommer bzw. Winter und Übergang zu erkennen. Während der Sommer- und Übergangszeit schwankt die Leistungssenkung um 5% unabhängig vom Wochentag. In der Winterzeit ist eine deutliche Differenz zwischen

Werktagen und Wochenenden zu erkennen (2,1 zu 8,2%). Dies ist ebenfalls mit der intensiveren Nutzung der Warmwasseraufbereitung und Heizung zu erklären. Diese Anwendung verursacht eine große Leistungsentnahme. Durch die vermehrte Nutzung an Wochenenden begründet sich der Unterschied zwischen Werktagen und Wochenenden im Winter sowie im Sommer- und in der Übergangssaison.

Aus der Lastverschiebung gemäß Tabelle 4.12 lässt sich schließen, zu welchen Zeiten die Spitzenlasten auftreten und reduziert wurden. Die Einteilung in die Tarifstufen gibt keine Aussage über ökonomische Anreize, da die Flatrate über einen monatlichen Festbetrag abgerechnet wird. Zu erkennen ist, dass die Leistungssenkungen zu Mittel- und Hochtarifzeiten, d.h. zwischen 12 Uhr und 22 Uhr, erfolgen. Dementsprechend werden diese Lasten in die Niedertarifzeiten zwischen 22 Uhr und 12 Uhr verschoben. Das hängt mit dem Optimierungsmodell zusammen, welches voraussetzt, dass die Spitzenlasten in Zeiten niedriger Last verschoben werden. Die Tendenz der erhöhten Lastreduzierung in der Winterzeit spiegelt sich auch in den Werten wider. Mit rund 200MWh verschobenen Energiemengen liegt dieser Wert erheblich über dem Wert zur Sommer- und Übergangszeit mit rund 85MWh bzw. 45MWh. Der Ansatz der Flatrate-Bepreisung trägt somit im Rahmen der Fallstudie zur Lastsenkung und –vergleichmäßigung bei.

Tabelle 4.12: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung Netzentgelt-Flatrate

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	114.550 kWh	-31.330 kWh	-57.650 kWh
Winter Wochenende	74.090 kWh	-23.730 kWh	-80.430 kWh
Sommer Werktag	51.450 kWh	-	-44.720 kWh
Sommer Wochenende	26.110 kWh	-9.510 kWh	-30.350 kWh
Übergang Werktag	55.000 kWh	-	-42.660 kWh
Übergang Wochenende	1.630 kWh	-1020 kWh	-1.430 kWh

Integration Erneuerbarer Energien

Für die Analyse der Auswirkungen auf die Integration von Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung wird sich dem Vorgehen und der Einspeisedaten gemäß Abschnitt 4.2.1 bedient [89] [90]. Das entscheidende Maß zur Bestimmung des Potenzials zur Integration der o.g. Einspeiser ist der Korrelationskoeffizient zwischen der Einspeisezeitreihe der Photovoltaikanlagen und den Lastzeitreihen. Die grafische Darstellung der Zeitreihen

erfolgt beispielhaft anhand eines Wochenverlaufes vom 06. bis 12. Juni 2011 in Abbildung 4.9.

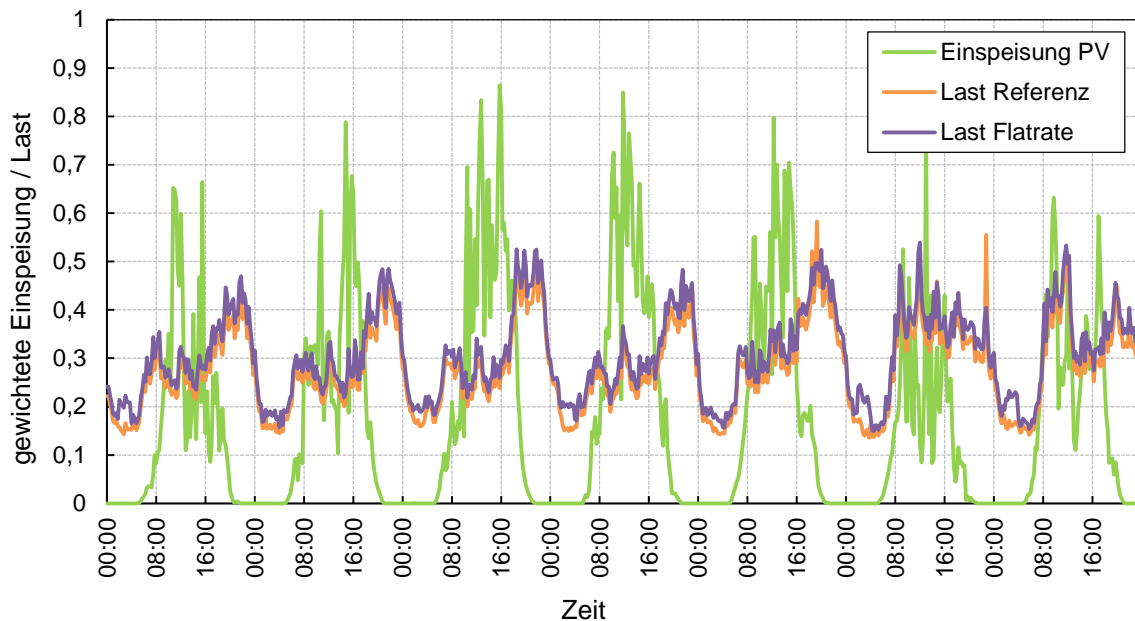


Abbildung 4.9: Verlauf Last- und Einspeisegänge Fallstudie (06.-12.Juni 2011)

Der Einspeiseverlauf zeigt die typische Charakteristik der Photovoltaik mit ihren Leistungsspitzen während der Mittagszeit. Die Lastverläufe weisen hingegen die Charakteristik des Standardlastprofil H0 auf mit ihren Spitzenwerten in den Morgen- und Abendstunden an Werktagen. Am Wochenende treten zusätzlich Lastspitzen während den Mittagsstunden auf. Daher ist davon auszugehen, dass die Korrelation zwischen Einspeisung und Last am Wochenende höher ist als an Werktagen. Inwieweit eine Erhöhung der Korrelation und dadurch eine Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energie durch Anwendung der Netzentgelt-Flatrate erreicht werden, ist aus Tabelle 4.13 ersichtlich.

Wie schon beim Ansatz der multivariablen Netzentgelte ist zu erkennen, dass die Korrelation an den Wochenenden deutlich größer ist als an Werktagen. Für Werktage schwankt der Korrelationskoeffizient um den Wert Null, d.h. es existiert keine lineare Abhängigkeit. Für Wochenenden bewegt sich der Wert zwischen 0,2 und 0,5. Der Spitzenwert wird für die Sommerwochenenden mit einer Höhe von 0,52 erreicht. Damit liegen alle Werte im Bereich der Werte für den multivariablen Ansatz. Die Gründe sind in der Charakteristik der Korrelation zu sehen. Die Korrelation bezieht sich auf die Lastverläufe. Da sich der Referenzlastverlauf und der beeinflusste Verlauf nur geringfügig unterscheiden, ist auch der Effekt auf die Korrelation gering (siehe Abbildung 4.9). Der Höchstwert der Korrelation von 0,52 an den Sommerwochenenden für die beeinflusste Last bedeutet jedoch nur eine schwache lineare Abhängigkeit zwischen Einspeisung und Last, d.h. eine Integration von Erneuerbaren Energien ist nur beschränkt angenommen werden. Die Unterschiede in

der Korrelation zwischen Wochenende und Werktagen erklärt sich aufgrund der Lastverläufe und dem Auftreten der Lastspitzen (siehe Abbildung 4.9). Über den Jahresverlauf betrachtet sind die Korrelationskoeffizienten für die Referenzlast und die beeinflusste Last annähernd Null, d.h. es besteht keine lineare Abhängigkeit zwischen der Einspeisung aus Photovoltaik und der Last.

Tabelle 4.13: Korrelation Last und Einspeisung PV Netzentgelt-Flatrate

Typtag	Korrelation PV und Referenzlast	Korrelation PV und Last NE-Flatrate
Gesamt	0,0019	-0,0108
Winter Werktag	-0,1075	-0,1219
Winter Wochenende	0,1938	0,1961
Sommer Werktag	0,0334	0,0185
Sommer Wochenende	0,5107	0,5168
Übergang Werktag	-0,0468	-0,0633
Übergang Wochenende	0,4033	0,4042

Eine Erhöhung der Korrelation ist durch den Ansatz der Flatrate-Bepreisung im Rahmen der Modelluntersuchung nur für die Wochenenden zu erzielen (vgl. Abbildung 4.10). Die Erhöhung ist marginal und kann daher nicht als Indikator für eine Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien interpretiert werden. Für die Werktage ist die gegenläufige Tendenz der marginalen Senkung der Korrelation zu sehen. Somit heben sich die bereits beschriebenen Effekte über das Jahresmittel auf, so dass eine Neutralität des Ansatzes auf die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen konstatiert werden kann. Die Gründe liegen in der gewählten Tarifstruktur der Flatrate, welche keine Zeitintervalle für eine gezielte Lastbeeinflussung besitzt. Um die Integration zu erhöhen, müsste die Tarifstruktur an der PV-Einspeisung ausgerichtet werden. Da der Flatrate-Ansatz diese Flexibilität nicht bietet, ist die Verbesserung der Integration über eine reine Flatrate, wie sie in dieser Fallstudie untersucht wird, schwer möglich (siehe Abschnitt 4.2.3).

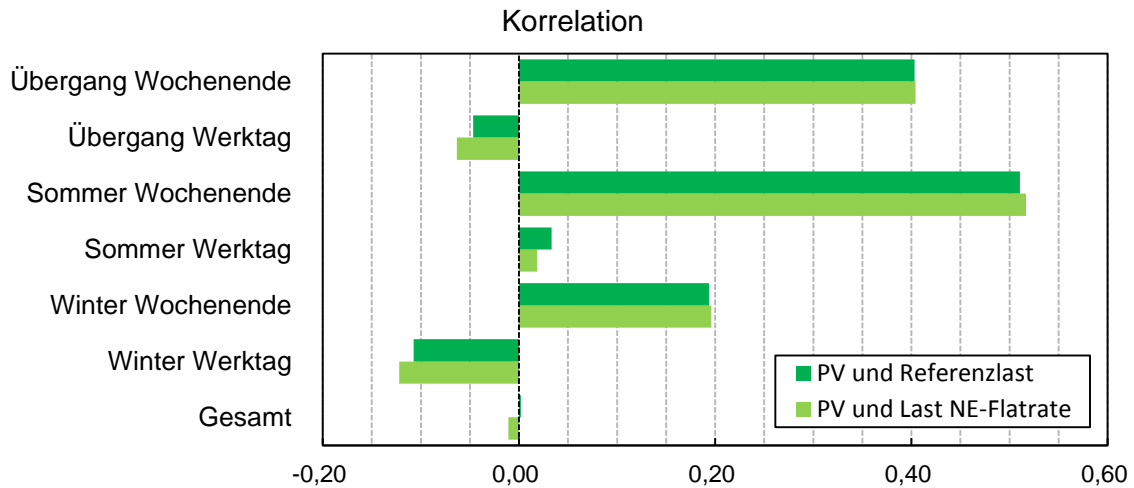


Abbildung 4.10: Korrelation Last und Einspeisung PV Netzentgelt-Flatrate

Die Anwendung des netzlastabhängigen Leistungspreises könnte die Integration erhöhen. Durch die entsprechende Ausgestaltung könnte die Leistung aus dezentralen Einspeisungen gezielt abgenommen werden, in dem der Preis für Zeiten des Einspeiseüberschuss gleich null gesetzt wird. Den Netznutzern wird somit ein Anreiz zur Leistungserhöhung gesetzt.

Für die gewählte Fallstudie führt die Anwendung des Flatrate-Ansatzes zur Senkung von Spitzenlast. Jedoch wird die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen nicht erreicht.

4.2.3 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse untersucht die Auswirkungen der Variation der Tarifstrukturen der Netzentgeltansätze auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz. Es wird sowohl der Ansatz der multivariablen Netznutzungsentgelte als auch der Ansatz der Flatrate-Bepreisung auf ihre Effekte hinsichtlich der Lastreduktion und der Integration Erneuerbarer Energien untersucht. Bevor Aussagen zu den Ergebnissen vorgestellt werden, erfolgt die Definition der Unterschiede der Tarifvariationen zum Referenztarif (siehe Tabelle 4.14, Tabelle 4.15 und Tabelle 4.16).

Tarif 1 für multivariable Netzentgelte ist so gestaltet, dass die Lastreduktion maximal ist (vgl. Tabelle 4.14). Die Gestaltung beschränkt sich dabei auf die Zeiträume Nieder-, Mittel- und Hochtarif. Die Preisunterschiede bleiben konstant. Veränderungen zum Referenztarif (siehe Tabelle 4.6) betreffen die Winter- und Sommerwochenenden sowie die Sommerwerkstage, weil hier Spitzenlasten auftraten, welche nicht über den Hochtarif abgedeckt wurden. Somit war keine Leistungsreduktion erzielbar. Die Wochenendtarife werden bezüglich des Mittel- und Hochtarifs so verschoben, dass die 12 Uhr-Spitzen durch den

Hochtarif abgedeckt werden, d.h. Ausdehnung des Hochtarifs von 12 Uhr auf 13 Uhr bzw. 16 Uhr auf 17 Uhr. Der Werktagtarif für Sommer wird so angepasst, dass die Leistungsspitzen zwischen 21:30 Uhr und 22:30 Uhr durch den Hochtarif abgedeckt. Dazu wird der Beginn des Niedertarifs von 21 Uhr auf 23 Uhr nach hinten gelegt und ein Mitteltarif zwischen 12 Uhr und 17 Uhr eingeführt.

Tabelle 4.14: Zeitstufen der Tarife für multivariable Netzentgelte Tarif 1

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	22:00 - 8:00	8:00 – 16:00	16:00 – 22:00
Winter Wochenende	22:00 – 8:00	13:00 – 17:00	8:00 – 13:00 17:00 – 22:00
Sommer Werktag	23:00 – 6:00	13:00 – 17:00	6:00 – 13:00 17:00 – 23:00
Sommer Wochenende	21:00 – 6:00	13:00 – 17:00	6:00 – 13:00 17:00 – 21:00
Übergang Werktag	21:00 – 7:00	-	7:00 – 21:00
Übergang Wochenende	22:00 – 7:00	13:00 – 17:00	7:00 – 13:00 17:00 – 22:00

Zielsetzung des Tarifs 2 ist die verbesserte Integration von Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung. Dazu wird der Tarif anhand des Einspeiseprofiles der Photovoltaikanlagen²⁹ im Netzgebiet ausgerichtet (vgl. Tabelle 4.15). Die maximale Einspeisung der Anlagen wird in den Mittagsstunden erreicht, daher greift in diesem Zeitraum der Niedertarif für eine vermehrte Leistungsabnahme. Mittel- und Hochtarif werden symmetrisch um diesen Zeitraum angeordnet. Aufgrund der unterschiedlichen Sonnenscheindauer während der Jahreszeiten, variieren die Zeiträume der Typtage minimal. Wobei keine Differenzierung zwischen Werktag und Wochenende vorgenommen wird, da dies die Sonnenscheindauer nicht beeinflusst. Für die Sommerzeit ist der Niedertarif in Bezug auf den Referenztarif eine Stunde länger (10 Uhr bis 16 Uhr). Der Mitteltarif für die Saison Sommer umfasst ebenfalls eine längere Zeitspanne. Der Wintertarif besitzt die längste Hochtarifzeitspanne (17 Uhr bis 8 Uhr) und kürzeste Mitteltarifzeitspanne (8 Uhr bis 10 Uhr, 15 Uhr bis 17 Uhr). Der Übergangstarif liegt mit seiner Ausprägung zwischen der des Winters und Sommers.

²⁹ Der Verlauf der Einspeiseprofile der PV-Anlagen pro Typtag ist die Anhang E dargestellt.

Tabelle 4.15: Zeitstufen der Tarife für multivariable Netzentgelte Tarif 2

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	10:00 - 15:00	8:00 – 10:00 15:00 – 17:00	17:00 – 8:00
Winter Wochenende	10:00 - 15:00	8:00 – 10:00 15:00 – 17:00	17:00 – 8:00
Sommer Werktag	10:00 - 16:00	7:00 – 10:00 16:00 – 20:00	20:00 – 7:00
Sommer Wochenende	10:00 - 16:00	7:00 – 10:00 16:00 – 20:00	20:00 – 7:00
Übergang Werktag	10:00 - 15:00	8:00 – 10:00 15:00 – 18:00	18:00 – 8:00
Übergang Wochenende	10:00 - 15:00	8:00 – 10:00 15:00 – 18:00	18:00 – 8:00

Für die Netzentgelt-Flatrate existieren keine Zeitstufen, daher wird eine Variation über die Höhe der Netzentgeltstufen erzielt (vgl. Tabelle 4.16). Flatrate I basiert auf dem Prinzip einer höheren Spreizung zwischen den einzelnen Stufen, d.h. Stufe 2 bleibt mit 16kW unverändert, jedoch sinkt die Leistungsgrenze für Stufe 1 auf 10kW bei gleichzeitiger Erhöhung von Stufe 3 auf 24kW. Flatrate II richtet sich nach dem Energieszenario der Bundesregierung, welches eine Effizienzsteigerung und somit eine Verbrauchsreduktion von zehn Prozent bis 2020 annimmt [92]. Daher sinken auch die Leistungsgrenzen der Entgeltstufen für Flatrate II durchgängig auf 10kW, 14kW bzw. 18kW.

Tabelle 4.16: Leistungsstufen der Ausprägungen für Netzentgelt-Flatrate

Netzentgeltstufe	Referenztarif	Flatrate I	Flatrate II
Flatrate-Stufe 1	12 kW	10 kW	10 kW
Flatrate-Stufe 2	16 kW	16 kW	14 kW
Flatrate-Stufe 3	20 kW	24 kW	18 kW

Die Auswirkungen der Tarifveränderungen (Lastreduktion und die Integration Erneuerbarer Energien) beider Ansätze werden in den nachfolgenden Abschnitten analysiert.

Lastreduktion

Die Aussagen zur Sensitivität der Spitzenlastreduktion beziehen sich auf die Effekte der Referenztarife gemäß Kapitel 4.2.1 und 4.2.2. Dargestellt sind die Auswirkungen in Tabelle 4.17 und Tabelle 4.18.

Tarif 1 ist so gewählt, dass die Lastreduktion erhöht wird. Diese Zielstellung wird erreicht. Im Gegensatz zum Referenztarif, welcher keine Lastreduktion bewirkt, erzielt Tarif 1 eine ganzjährige Senkung der Spitzenleistung von 10,5% (vgl. Tabelle 4.17). Die Senkung im Jahresverlauf hat ihre Ursache in der Lastreduktion an Winterwochenenden, weil dann die höchsten Spitzenlasten auftreten. Für alle Typtage, welche eine Veränderung der Tarifstruktur erfahren haben, sind erhöhte Leistungsabsenkungen zu verzeichnen. Das größte Lastsenkungspotenzial wird an Sommerwochenenden mit 13,7% erzielt.

Tabelle 4.17: Sensitivität Spitzenlastreduktion multivariable Netzentgelte

Typtag	unbeeinflusst	Referenztarif		Tarif 1		Tarif 2	
	Last [kW]	Last [kW]	Reduktion	Last [kW]	Reduktion	Last [kW]	Reduktion
Gesamt	15.857	15.857	0 %	14.180	10,5 %	19.867	-25,3 %
Winter Werktag	14.320	13.460	6,0 %	13.460	6,0 %	13.460	6,0 %
Winter Wochenende	15.857	15.857	0 %	14.180	10,5 %	19.867	-25,3 %
Sommer Werktag	9.538	9.597	-0,6 %	9.480	0,6 %	9.586	-0,5 %
Sommer Wochenende	11.849	11.849	0 %	10.220	13,7 %	14.303	-20,7 %
Übergang Werktag	12.188	11.310	7,2 %	11.310	7,2 %	13.608	-11,7 %
Übergang Wochenende	12.471	11.737	5,9 %	11.737	5,9 %	15.706	-25,9 %

Die erhöhte Einspeisung von fluktuierenden Einspeisern soll über Tarif 2 verwirklicht werden. Eine Lastreduktion ist nicht das Ziel. Dies ist anhand der Werte aus Tabelle 4.17 für die Fallstudie eindeutig ersichtlich. Fast durchgängig erhöht sich die Last in Spitzenwerten bis maximal 25%. Der Grund liegt in der zeitlichen Verschiebung der Tarife, so

dass die Spitzenleistungen zu Niedertarifzeiten auftreten, wodurch ein zusätzlicher Lastanstieg gefördert wird. Eine Ausnahme bilden die Winterwerktage, an welchen die Spitzenlast zwischen 18 Uhr und 19 Uhr auftritt. Diese Zeitspanne wird sowohl im Referenztarif als auch in Tarif 2 über den Hochtarif abgedeckt, daher wird keine Veränderung hervorgerufen.

Für die Untersuchung der NE-Flatrate ist unabhängig vom Tarif ist eine durchgängige Steigerung der Lastreduktion zu erkennen (vgl. Tabelle 4.18).

Tabelle 4.18: Sensitivität Spitzenlastreduktion Netzentgelt-Flatrate

Typtag	unbeeinflusst	Referenztarif		Flatrate I		Flatrate II	
	Last [kW]	Last [kW]	Reduktion	Last [kW]	Reduktion	Last [kW]	Reduktion
Gesamt	15.857	14.554	8,2 %	13.902	12,3 %	13.854	12,6 %
Winter Werktag	14.320	14.020	2,1 %	13.768	3,8 %	13.741	4,0 %
Winter Wochenende	15.857	14.554	8,2 %	13.902	12,3 %	13.854	12,6 %
Sommer Werktag	9.538	9.055	5,1 %	9.039	5,2 %	9.020	5,4 %
Sommer Wochenende	11.849	11.214	5,4 %	11.156	5,8 %	11.097	6,3 %
Übergang Werktag	12.188	11.649	4,4 %	11.434	6,2 %	11.424	6,3 %
Übergang Wochenende	12.471	11.780	5,5 %	11.623	6,8 %	11.600	7,0 %

Am deutlichsten fällt diese Steigerung am Typtag Winterwochenende mit rund vier Prozent auf. Dadurch beläuft sich die Senkung der Spitzenleistung im Jahreslastverlauf auf 12,3% bzw. 12,6% für Flatrate I bzw. II. Die geringen Unterschiede zwischen beiden variierten Tarifen lassen sich anhand der Verteilung der Haushaltsgrößen erklären. Die Ein- und Zweipersonenhaushalte haben mit rund 70% den größten Anteil der Netznutzer im Netzgebiet. Für die Fallstudie wird angenommen, dass die Haushalte Flatratestufe 1 wählen. Diese Stufe definiert unabhängig vom Tarif ein Leistungsband bis maximal 10kW. Der Großteil der Lastreduktion wird somit durch Flatratestufe 1 erzeugt, welche bei beiden

Tarifen gleich groß ist. Die Senkungen für Flatrate II liegen im Schnitt fünf Prozent³⁰ höher als die Lastsenkungen von Flatrate I. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass Flatrate II eine durchgängige Reduzierung der Leistungsbandgrenzen enthält. Wohingegen Flatrate I sich durch höhere Grenzen bei Stufe 2 und 3 auszeichnet.

Eine zusammenfassende Gegenüberstellung aller Tarife für die Ansätze multivariable Netzentgelte und Netzentgelt-Flatrate ist in Abbildung 4.11 dargestellt.

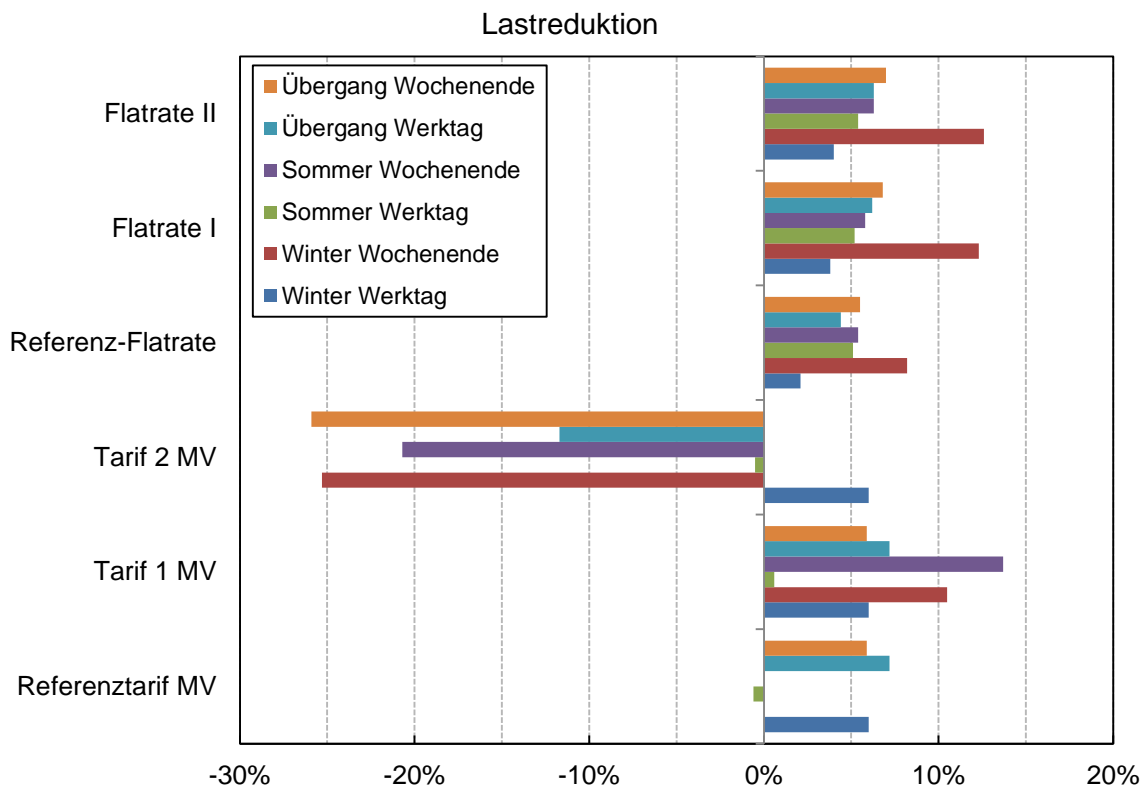


Abbildung 4.11: Vergleich der Modelle hinsichtlich der Spitzenlastreduktion

Integration Erneuerbarer Energien

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Auswirkungen der veränderten Tarife auf die Korrelation zwischen der Einspeisung der PV-Anlagen und den Lastverläufen. Die Einspeisedaten bleiben unverändert zu den Untersuchungen aus Abschnitten 4.2.1 und 4.2.2. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.19 und Tabelle 4.20 aufgelistet.

Die Ergebnisse für die Korrelation zwischen Einspeisung und Last sollte die entgegengesetzte Tendenz zu den Ergebnissen der Lastreduktion aufweisen, weil Tarif 2 für multivariable Netzentgelte eine Ausgestaltung besitzt, welche die Integration Erneuerbarer Energien begünstigen soll. Die Werte aus Tabelle 4.19 unterstreichen die Aussage. Tarif 1 führt zu deutlich geringeren Korrelationskoeffizienten im Vergleich zum Referenztarif bzw. zum

³⁰ Bedeutet 12,6% zu 12,3% Reduktion der Spitzenlast.

unbeeinflussten Zustand. Dies ist vor allem an den Wochenenden ersichtlich. Aus den Werten lässt sich schlussfolgern, dass Tarif 1 einer erhöhten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen nicht dienlich, sondern im Gegenteil, hinderlich ist.

Tarif 2 auf der anderen Seite bestätigt seine Zielsetzung der Integration. Durchgängig ergeben sich für die Fallstudie höhere Korrelationswerte, welche Werte um 0,6 für die Wochenenden der Typtage Sommer und Übergang erreichen. Dies lässt auf eine mittlere lineare Abhängigkeit schließen. Die Unterschiede zum Referenztarif und zum unbeeinflussten Zustand sind signifikant. Als Folge erhöht sich die Korrelation von annähernd null (linear unabhängig) zu 0,12.

Tabelle 4.19: Sensitivität Korrelation Last und Einspeisung PV multivariable Netzentgelte

Korrelation PV zu	Unbeeinflusster Last	Last Referenztarif	Last Tarif 1	Last Tarif 2
Gesamt	0,0019	-0,0633	-0,0742	0,1221
Winter Werktag	-0,1075	-0,0996	-0,0914	-0,0445
Winter Wochenende	0,1938	0,1775	0,1036	0,3285
Sommer Werktag	0,0334	-0,0571	0,0256	0,1287
Sommer Wochenende	0,5107	0,4327	0,3599	0,6306
Übergang Werktag	-0,0468	-0,1429	-0,2010	0,0922
Übergang Wochenende	0,4033	0,3506	0,3301	0,5796

Für die Untersuchung bezüglich der Korrelation zwischen der PV-Einspeisezeitreihe und den Zeitreihen für die Lastverläufe, welche durch die Tarife für die Netzentgelte-Flatrate beeinflusst werden, ergeben sich abweichende Ergebnisse (vgl. Tabelle 4.20). Da die Korrelation die lineare Abhängigkeit zwischen den Verläufen der Einspeisung und der Last misst, sind die annähernd gleichen Werte zwischen Referenztarif, Flatrate I und II plausibel. Die Tarifänderungen beschränken sich auf Änderungen in der Leistungsgrenze und nicht auf die zeitlichen Strukturen. Das bedeutet der qualitative Verlauf der Zeitreihen ist annähernd gleich, was auch über die lineare Abhängigkeit ausgedrückt wird. Es sind nur marginale Veränderungen ersichtlich. Die Grundaussage, welche bereits auf den Referenztarif zutrifft, trifft zu gleichen Maßen auf Flatrate I und II zu. Die Tarife führen zu keinen Auswirkungen auf die Integration Erneuerbarer Energien.

Tabelle 4.20: Sensitivität Korrelation Last und Einspeisung PV Netzentgelt-Flatrate

Korrelation PV zu	Unbeeinflusster Last	Last Referenztarif	Last Flatrate I	Last Flatrate II
Gesamt	0,0019	-0,0108	-0,0181	-0,0198
Winter Werktag	-0,1075	-0,1219	-0,1279	-0,1295
Winter Wochenende	0,1938	0,1961	0,1920	0,1909
Sommer Werktag	0,0334	0,0185	0,0106	0,0091
Sommer Wochenende	0,5107	0,5168	0,5149	0,5141
Übergang Werktag	-0,0468	-0,0633	-0,0717	-0,0735
Übergang Wochenende	0,4033	0,4042	0,4006	0,3993

Das Ziel dieses Abschnittes war die Untersuchung der Auswirkung der Netzentgeltsystematiken auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz für die gewählte Fallstudie. Für den Referenztarif der multivariablen Netzentgelte lässt sich eine Lastreduktion für einzelne Typtage und eine negative Auswirkung auf die Integration Erneuerbarer Energien festhalten. Die zeitliche Strukturierung des Berechnungsansatzes ermöglicht jedoch die Gestaltung so zu wählen, dass entweder eine erhöhte Senkung der Spitzenleistung oder eine verbesserte Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen erreicht wird. Für die Netzentgelt-Flatrate wurde festgestellt, dass positive Auswirkungen auf die Senkung der Spitzenleistung bestehen, aber keine Effekte bezüglich der Integration Erneuerbarer Energien erzielt werden. Diese Aussagen sind unabhängig von der Wahl der Flatrate-Höhe der untersuchten Entgeltstufen gültig.

4.3 Wechselwirkung zwischen Netzentgelten und Stromtarifen

Bislang wurden die Netznutzungsentgelte und deren Auswirkungen isoliert betrachtet. Der Haushaltskunde im Energiemarkt wird jedoch durch den Stromtarif beeinflusst, welcher im aktuellen Verfahren die Netzentgelte inkludiert. Daher ist zu untersuchen wie sich die Effekte von Netzentgelten und Stromtarifen auf den Lastverlauf zueinander verhalten, d.h. ob sie verstärkend oder abschwächend wirken. Zusätzlich wird analysiert, inwieweit das Zusammenspiel zwischen Netzentgelt und Stromtarif Veränderungen bezüglich der Lastreduktion und der Integration Erneuerbarer Energien bewirkt. Für die Untersuchungen wird

ein dreistufiger Stromtarif verwendet, welcher in einem Pilotprojekt im Netzgebiet der Fallstudie zum Einsatz kam (siehe Tabelle 4.21) [86].

Charakteristisch für den gewählten Stromtarif ist die Unabhängigkeit von der Jahreszeit. Dadurch unterscheidet sich der variable Stromtarif von den multivariablen Netzentgelten. Ebenso ist die zeitliche Verteilung der Tarifstufen verschieden in der Hinsicht, dass der Niedertarif einen viel größeren Zeitraum umfasst als der Hochtarif. An Wochenenden existiert für den Stromtarif kein Hochtariffenster. Die Preisspanne liegt bei 3,0 Ct/kWh zwischen Nieder- und Mitteltarif sowie bei 3,54 Ct/kWh zwischen Mittel- und Hochtarif. Damit liegt sie im Bereich der Preisunterschiede der entsprechenden Tarifstufen für die Netznutzungsentgelte. Im Folgenden werden die Wechselwirkungen des Stromtarifes mit dem multivariablen Netzentgelt sowie der Netzentgelt-Flatrate untersucht.

Tabelle 4.21: Zeitstufen der Stromtarife für Fallstudie (angelehnt an [86])

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	21:00 - 7:00	7:00 – 10:00 14:00 – 21:00	10:00 – 14:00
Winter Wochenende	22:00 – 9:00 14:00 – 18:00	9:00 – 14:00 18:00 – 22:00	-
Sommer Werktag	21:00 - 7:00	7:00 – 10:00 14:00 – 21:00	10:00 – 14:00
Sommer Wochenende	22:00 – 9:00 14:00 – 18:00	9:00 – 14:00 18:00 – 22:00	-
Übergang Werktag	21:00 - 7:00	7:00 – 10:00 14:00 – 21:00	10:00 – 14:00
Übergang Wochenende	22:00 – 9:00 14:00 – 18:00	9:00 – 14:00 18:00 – 22:00	-
Preisdifferenz	-3,0 Ct/kWh	0 Ct/kWh	+3,54 Ct/kWh

4.3.1 Empirische Darstellung anhand des multivariablen Ansatzes

Die Untersuchung der aggregierten Effekte von Stromtarif und Netzentgelt erfolgt auf drei Stufen.

1. Untersuchung der Korrelation der Leistungsänderungen aufgrund der Tarifstruktur.
2. Untersuchung der Kombination beider Tarife bezüglich der Veränderung des Lastreduktionspotenzials im Vergleich zur isolierten Betrachtung der Netzentgelte.
3. Untersuchung bezüglich der Effekte auf die Integration Erneuerbarer Energien.

Für die Netzentgelte werden dazu die Höhe und zeitliche Verteilung der Tarifstufen gemäß Tabelle 4.2 und Tabelle 4.3 angesetzt.

Wechselwirkung

Um die Wechselwirkung zwischen Stromtarif und Netzentgelt bewerten zu können, werden die Effekte auf die Leistungsänderung im Netzgebiet über den Mittelwert für eine Entnahmestelle dargestellt. Dazu ist der Wochenverlauf der Leistungsänderung beispielhaft für den Zeitraum 07.03. bis 13.03.2011 in Abbildung 4.12 visualisiert. Die qualitativen Aussagen, welche nachfolgend getätigt werden, gelten für alle Typtagzeiträume.

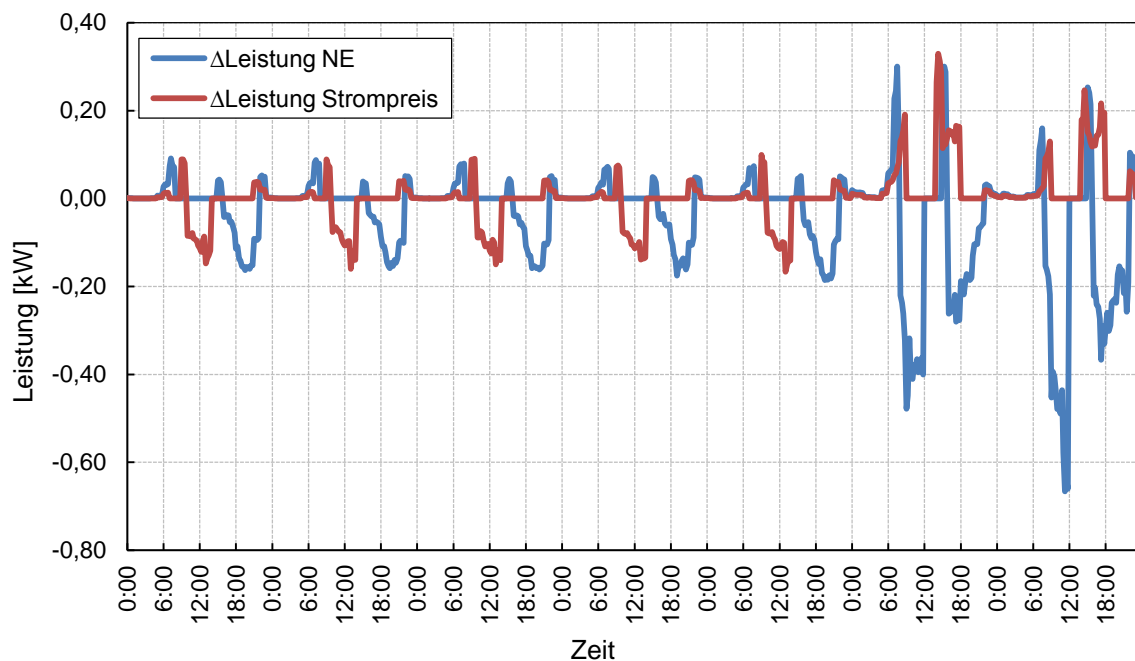


Abbildung 4.12: Verlauf Δ Leistung für NE und Stromtarif (07.03. bis 13.03.2011)

Die Abbildung 4.12 zeigt deutlich die Unterschiede zwischen den Auswirkungen an Werktagen und an Wochenenden. Für die Werktage liegen die Spitzen der positiven Leistungsänderungen dicht beieinander. Die negativen Leistungsänderungen weisen hingegen eine Verschiebung von sechs Stunden auf. Dadurch ist ein linearer Zusammenhang zwischen Stromtarif und Netzentgelt nicht gegeben, obwohl die quantitativen Veränderungen einen gleichen Wertebereich aufweisen. Dies wird zusätzlich durch den Verlauf an Wochenenden unterstrichen. Zwar treten die positiven Leistungsänderungen annähernd zeitgleich und in der Höhe vergleichbar auf. Jedoch werden nur durch die Netzentgelte negative Veränderungen verursacht, weil der Stromtarif für das Wochenende nur Nieder- und Mitteltarifzeiten aufweist und somit keine Anreize zur Lastreduktion gegeben werden. Die für den gewählten Zeitraum getätigten Aussagen der linearen Unabhängigkeit gelten qualitativ auch für die anderen Zeiträume der Untersuchungsperiode. Die qualitativen Ergebnisse werden

durch die Berechnung des Korrelationskoeffizienten nach Bravais und Pearson bestätigt (vgl. Tabelle 4.22).

Tabelle 4.22: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Referenztarif NE

Korrelation Stromtarif zu	Referenztarif multivariable Netzentgelte
Gesamt	-0,0232
Winter Werktag	-0,1230
Winter Wochenende	0,0153
Sommer Werktag	0,3334
Sommer Wochenende	-0,0443
Übergang Werktag	0,3861
Übergang Wochenende	0,1783

Aus der Tabelle 4.22 wird ersichtlich, dass über den Jahresverlauf der Leistungsänderungen kein linearer Zusammenhang zwischen den Auswirkungen der Tarifänderungen durch den Stromtarif auf der einer Seite und den Netznutzungsentgelten auf der anderen Seite existiert. Der Wert ist annähernd null. Unterschiede in der Korrelation ergeben sich zwischen den einzelnen Jahreszeiten, verursacht durch die Differenzierung der Tarifstufen der Netzentgelte über den Jahresverlauf. Für den Verlauf im Winter lässt sich festhalten, dass hier ebenfalls eine Unabhängigkeit vorliegt. Die Zeiträume Sommer und Übergang zeigen, dass an Werktagen eine schwache Korrelation zwischen Stromtarif und Netzentgelt vorliegt, da sich Werte zwischen 0,33 und 0,38 ergeben. Für die Wochenenden ist diese Tendenz nicht festzustellen. Eine Überprüfung der Wertemengen der Leistungsänderungen anhand des Kolmogorov-Smirnov-Homogenitätstests³¹ führte zu vergleichbaren Ergebnissen bezüglich der Abhängigkeit beider Datenreihen³² und wird daher nicht weiter betrachtet. Als Schlussfolgerung lässt sich festhalten, dass Stromtarif und Netzentgelt weder linear gleichgerichtete noch entgegengesetzte Effekte auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz bewirken, weil sich keine lineare Abhängigkeit ergeben hat. Vielmehr entstehen für die Lastverläufe der gewählten Fallstudie zeitverschobene Effekte, welche die Auswirkungen des jeweils anderen Tarifs nur gering beeinflussen.

³¹ Der Kolmogorov-Smirnov-Homogenitätstest dient dem Vergleich zweier Datenreihen bezüglich ihrer Verteilungsfunktion. Die zeitliche Verteilung der Daten wird dabei vernachlässigt. Der Test gibt Aussagen, inwieweit die Häufigkeitsverteilungen der Datenreihen ähnlich sind. [89]

³² Jahresverläufe der Leistungsänderungen für den Stromtarif und die multivariablen Netzentgelte.

Lastreduktion

Für die Ermittlung der Lastreduktion ist entscheidend wie sich die Leistungsänderung je Viertelstunde in Abhängigkeit der Beeinflussung durch einerseits die Netzentgelte und andererseits den Stromtarif (ohne Netzentgelte) verhält. Dazu werden die Leistungsänderungen mit Hilfe des Kundenverhaltensmodell (vgl. Abschnitt 4.1.2) für beide Preiskomponenten berechnet. Die Summe beider Preisänderungen je Viertelstunde wird ermittelt und bildet damit die Grundlage für die resultierende Leistungsänderung aufgrund der Kombination aus Stromtarif und Tarif 1 für multivariable Netzentgelte (nicht der Referenztarif wie im vorangegangenen Abschnitt). Tarif 1 wurde gewählt, da dieser im Hinblick auf eine maximale Lastreduktion gestaltet ist und somit der Einfluss des Stromtarifs verdeutlicht werden kann. Die Effekte auf den Lastverlauf durch die Kombination auf Strom- und Netztarif vergleichend mit der isolierten Betrachtung der Netzentgelte ist in Tabelle 4.23 und Tabelle 4.24 dargestellt.

Tabelle 4.23: Spitzenlastreduktion für Kombination Stromtarif und Tarif 1

Typtag	max. Last unbeeinflusst	max. Last beeinflusst	Reduktion Kombi	Reduktion Tarif 1
Gesamt	15.857 kW	14.490 kW	8,6 %	10,5 %
Winter Werktag	14.320 kW	13.460 kW	6,0 %	6,0 %
Winter Wochenende	15.857 kW	14.490 kW	8,6 %	10,5 %
Sommer Werktag	9.538 kW	9.538 kW	0 %	0,6 %
Sommer Wochenende	11.849 kW	10.858 kW	8,4 %	13,7 %
Übergang Werktag	12.188 kW	12.087 kW	0,8 %	7,2 %
Übergang Wochenende	12.471 kW	11.356 kW	8,9 %	5,9 %

Aus der oben stehenden Tabelle ist ersichtlich, dass der Stromtarif eine abschwächende Wirkung auf das Lastreduktionspotenzial ausübt. Über den Jahresverlauf betrachtet sinkt die reduzierte Spitzenleistung um rund zwei Prozent. Auf eine entgegen gerichtete Wirkung ist aus der vermindernden Lastreduktion zu schließen. Dies ist im Lastverlauf an Winterwochenenden begründet, weil hier die größten Leistungsspitzen auftreten. Jedoch führt die kombinierte Betrachtung von Stromtarif und Netzentgelten nicht generell zu einer Abschwächung des Lastreduktionspotenzials. Für die Typtage Winter Wochenende, Sommer Wochenende und Übergang Werktag trifft diese Aussage zu. Hier führt die zeitliche Aufteilung von Nieder-, Mittel- und Hochtarif der beiden Komponenten dazu, dass die

isolierte Wirkung der Netznutzungsentgelte mindert wird. Vor allem für den Lastverlauf der Werktag in der Übergangszeit ist eine enorme Minderung der Lastreduktion (Kombination NE und Stromtarif) im Vergleich zu isolierter Betrachtung der Netzentgelte zu verzeichnen. Das Potenzial sinkt von sieben Prozent auf annähernd null. Für die Typtage Winter Werktag und Sommer Werktag sind kaum Änderung in Spitzenlast zu sehen. Dies lässt für diese Fallstudie auf einen größeren Einfluss der Netzentgelte auf die Leistungsreduktion schließen als der der Stromtarife. Eine Ausnahme bildet die Spitzenleistung für den Typtag Übergang Wochenende. Eine deutlich erhöhte Reduktion ist erzielt, welche mit knapp neun Prozent die prozentual größte Leistungsreduktion darstellt. Dieses Ergebnis zeigt die zeitlich beschränkte Auswirkung der gegenseitigen Unterstützung von Stromtarif und den multivariablen Netznutzungsentgelten. Werden die verschiedenen gerichteten Auswirkungen der Tarifkombination betrachtet, ist die Aussage der linearen Unabhängigkeit beider Zeitreihen zu bestätigen.

Ungeachtet dieses Ergebnisses sind in Tabelle 4.24 die verschobenen Energiemengen und die sich ergebende Verbrauchsreduktion aufgeführt. Die zeitliche Einteilung erfolgt anhand der Einteilung der Netznutzungsentgelte, weil sie aus den vorhergehenden Erkenntnissen den größeren Einfluss auf die Spitzenleistungsreduktion bewirken.

Tabelle 4.24: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung für Stromtarif und Tarif 1

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	181.976 kWh	-138.535 kWh	-244.947 kWh
Winter Wochenende	100.334 kWh	110.755 kWh	-472.081 kWh
Sommer Werktag	36.578 kWh	-46.024	-460.544 kWh
Sommer Wochenende	47.293 kWh	54.760 kWh	-328.396 kWh
Übergang Werktag	189.821 kWh	-	-789.804 kWh
Übergang Wochenende	1.643 kWh	1.803 kWh	-14.310 kWh

Grundlegend sind aus der o.g. Tabelle die gleichen Tendenzen erkennbar wie die der isolierten Beeinflussung durch die multivariablen Netznutzungsentgelte. Einer Erhöhung der entnommenen Energie in Niedertarifzeiten steht eine Senkung der Energiemengen in Hochtarifzeiten gegenüber. Wobei aggregiert eine Verbrauchssenkung überwiegt, was in der Komponente für reduzierbare Lasten des Kundenverhaltensmodells begründet ist. Dies zeigt, dass die grundsätzliche Gestaltung beider Tarife hinsichtlich der Zielsetzung der Lastreduktion übereinstimmt. Für die einzelnen Tarifzeiträume trifft das nicht zu. Hier sind

sowohl Verbrauchssenkungen als auch –erhöhungen erzielbar. Ein Grund dafür ist die Überschneidung des Mitteltarifs der Netzentgelte mit Hochtarifzeiten des Stromtarifs einerseits und Niedertarifzeiten andererseits. Eine Auswirkung soll gesondert betrachtet werden und zwar die Verminderung der Energiemengen für den Zeitraum Übergang Werktag. Diese fällt am größten aus, obwohl die Lastreduktion gemäß Tabelle 4.23 annähernd null ist und damit geringer als bei der separaten Betrachtung der Netzentgelte. Einerseits lässt sich daraus schlussfolgern, dass von der Höhe der Leistungsreduktion nicht auf die Höhe der Energiemengenreduktion zu schließen ist. Und andererseits verursachen Stromtarif und Netzentgelte in definierten Zeiträumen eine verstärkende Wirkung in Bezug auf die Senkung des Energieverbrauchs. Verallgemeinern lässt sich die Aussage jedoch nicht, weil die Effekte von der zeitlichen Ausgestaltung der Tarife abhängen.

Integration Erneuerbarer Energien

Das Potenzial zur Integration Erneuerbarer Energien wird wie in den vorangegangenen Abschnitten über den Korrelationskoeffizienten bewertet. Die multivariablen Netzentgelte werden anhand des Tarifs 2 abgebildet, welcher direkt auf die Erhöhung der Integration Erneuerbarer Energien abzielt. Der Verlauf für die unbeeinflusste Referenzlast, die beeinflusste Last aufgrund von Stromtarif und Netzentgelt sowie der Einspeisung von PV-Anlagen in die Niederspannungsebene des Netzgebietes ist die Abbildung 4.13 visualisiert.

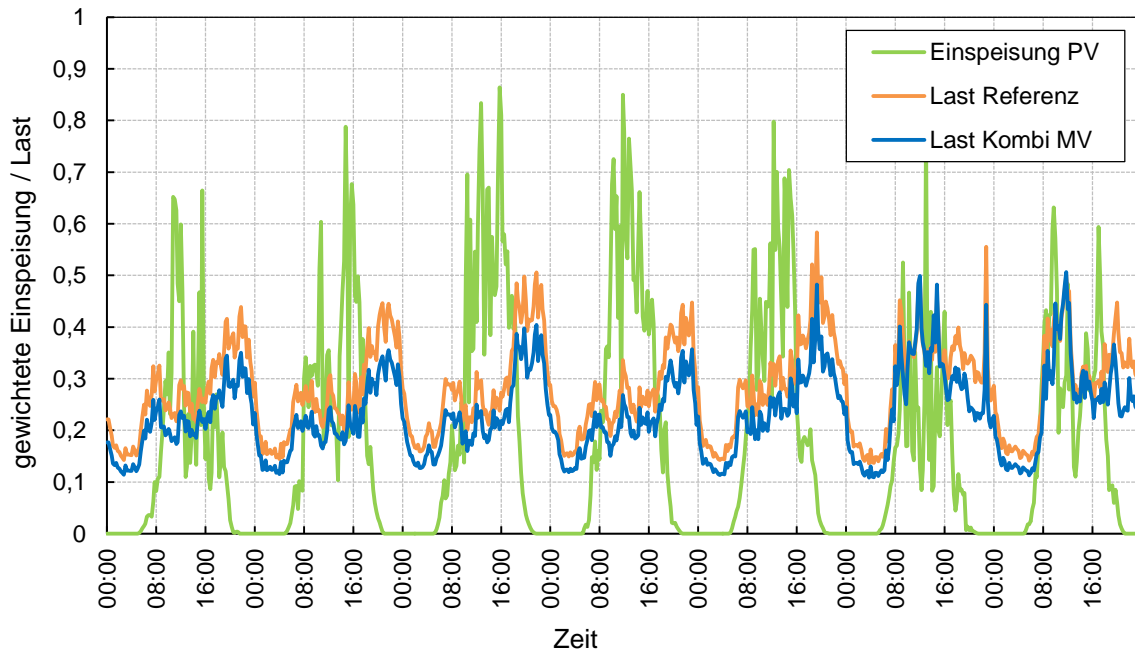


Abbildung 4.13: Verlauf Last- und Einspeisegänge Stromtarif und Tarif 2 (06.-12.Juni 2011)

Dabei ist ersichtlich, dass sich beide Lastverläufe ähneln. Mit dem Unterschied, dass die beeinflusste Leistung fast durchgängig geringer ist als die unbeeinflusste Leistung. Die

Abbildung zeigt jedoch nur einen kleinen Ausschnitt des Jahresverlaufes, was eine Verallgemeinerung der geringeren beeinflussten Last nicht erlaubt. Für die Korrelation ist die Höhe der Leistung aber vernachlässigbar. Entscheidend ist der zeitliche Verlauf und dieser stimmt bei beiden Lastverläufen überein. Diese Aussage gilt auch generell für den Jahresverlauf, welche durch die Ergebnisse aus Tabelle 4.25 bestätigt wird.

Tabelle 4.25: Korrelation Last und Einspeisung PV Stromtarif und Tarif 2

Korrelation PV zu	Referenzlast	Last Stromtarif und Tarif 2	Last Tarif 2
Gesamt	0,0019	0,0937	0,1221
Winter Werktag	-0,1075	-0,0904	-0,0445
Winter Wochenende	0,1938	0,3205	0,3285
Sommer Werktag	0,0334	0,0595	0,1287
Sommer Wochenende	0,5107	0,6485	0,6306
Übergang Werktag	-0,0468	-0,0018	0,0922
Übergang Wochenende	0,4033	0,5918	0,5796

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Lastspitzen an Wochenenden mit den Einspeisespitzen korrelieren. Daher ergeben sich Werte bis 0,65 an Sommerwochenenden, was auf eine mittlere lineare Abhängigkeit schließen lässt. Für die Werktage ist keine Abhängigkeit zu erkennen, alle Werte bewegen sich um den Bereich Null. Im Vergleich zum Referenzlastverlauf ist durchgängig eine erhöhte Korrelation zu verzeichnen, welche vorwiegend durch den Anstieg an den Wochenendtypen zu begründen ist. Werden diese Werte mit denen der isolierten Beeinflussung durch die Netzentgelte (Tarif 2) verglichen, sind nur geringfügige Unterschiede zu erkennen. Insgesamt ist die Korrelation geringer, wobei einzelne Zeiträume existieren, in denen die Korrelation zwischen PV-Einspeisung und Last Tarif 2 übertroffen wird. Die nur marginalen Änderungen weisen darauf hin, dass der Einfluss zur Integration Erneuerbarer Energie stark durch die Netzentgelte bestimmt wird. Die Gründe liegen in der linearen Unabhängigkeit zwischen Stromtarif und Netzentgelten sowie der gezielten Ausrichtung der Netzentgelte auf die Integration.

Für die Wechselwirkung zwischen Stromtarifen und multivariablen Netznutzungsentgelten, lässt sich festhalten, dass eine lineare sowohl positive als auch negative Abhängigkeit, nur für gewisse Zeiträume zu erkennen ist. Negative Korrelationen bestehen für die Zeiträume Winter Werktag und Übergang Werktag. Für die anderen Zeiträume ist eine positive

Korrelation zu verzeichnen. Über den Jahresverlauf ist keine eindeutige Abhängigkeit gegeben. Die Auswirkungen auf die Lastreduktion und die Integration Erneuerbarer Energien betreffend ist festzustellen, dass die Netzentgelte die maßgebliche Einflussgröße darstellen. Wie sich dies für die Kombination aus Stromtarif Netzentgelt-Flatrate verhält wird im nachfolgenden Abschnitt untersucht.

4.3.2 Empirische Darstellung anhand des Ansatzes der Flatrate-Bepreisung

Die Untersuchung dieses Abschnitts fokussiert sich zum einen auf die lineare Abhängigkeit der Leistungsänderung, verursacht durch den Stromtarif und die Netzentgelt-Flatrate, und zum anderen auf die aggregierten Effekte bezüglich der Lastreduktion sowie der Integration Erneuerbarer Energien. Die verwendeten Tarife sind der Stromtarif gemäß Tabelle 4.21 sowie der Tarif für die Netzentgelt-Flatrate gemäß Tabelle 4.4.

Wechselwirkung

Um die Wechselwirkung zwischen Stromtarif und Netzentgelt bewerten zu können, werden die Effekte auf die Leistungsänderung im Netzgebiet über den Mittelwert für eine Entnahmestelle dargestellt. Dazu ist der Wochenverlauf der Leistungsänderung beispielhaft für den Zeitraum 07.03. bis 13.03.2011 in Abbildung 4.14 visualisiert, wobei die blaue Kurve die Leistungsänderungen in Abhängigkeit der Netzentgelt-Flatrate und die rote die Leistungsänderungen in Abhängigkeit des Stromtarifs darstellt.

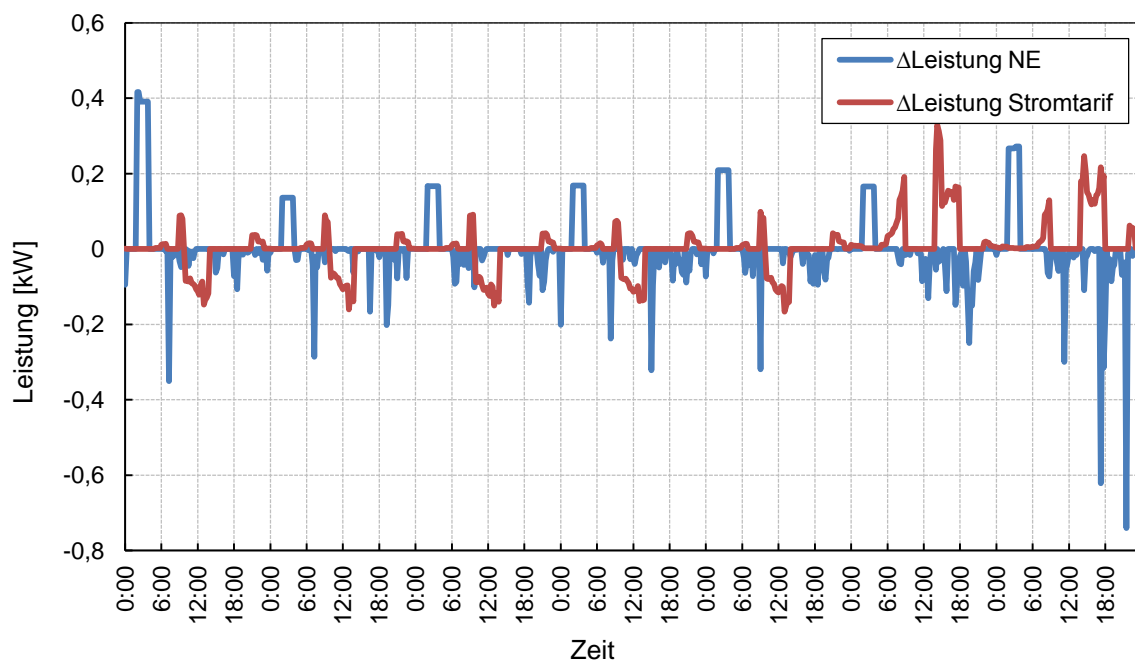


Abbildung 4.14: Verlauf Δ Leistung für Flatrate und Stromtarif (07.03. bis 13.03.2011)

Die vorangegangene Abbildung verdeutlicht die Unterschiede zwischen den Auswirkungen an Werktagen und an Wochenenden für diesen exemplarischen Zeitraum. An Werktagen treten die positiven und negativen Leistungsänderungen bezogen auf den Stromtarif und die Netzentgelte linear unabhängig auf. Es ist anzunehmen, dass einer Änderung im Lastverlauf durch Netzentgelte keine Leistungsänderung durch den Stromtarif gegenüber steht. Für die positiven Leistungsänderungen ist eine Zeitverschiebung von rund sechs Stunden zwischen Stromtarif und Flatrate zu erkennen. Dies liegt in der zeitlichen Aufteilung des Stromtarifs sowie den Annahmen der Lastverschiebung für die Netzentgelt-Flatrate begründet, welche Leistungen in Zeiten geringer Last verlagert. Für den Verlauf an Wochenenden lässt sich die zeitliche Unabhängigkeit nicht bestätigen. Zwar treten die positiven Leistungsänderungen ebenfalls zeitversetzt auf. Jedoch existieren keine negativen Leistungsänderungen für den Stromtarif, da dieser an Wochenenden keine Hochtarifphase besitzt. Negative Leistungsänderungen auf Seiten der Netzentgelte treten vermehrt auf und das auch zu Zeiten, zu denen positive Leistungsänderung aufgrund der Beeinflussung durch den Stromtarif entstehen. Daher ist eine gegenläufige lineare Abhängigkeit zu vermuten. Die gewonnenen Ergebnisse sind auf den gesamten Verlauf der Leistungsänderungen anzuwenden, weil der Stromtarif keine Unterscheidung zwischen den Jahreszeiten vornimmt und die Netzentgelt-Flatrate keine Zeitstufen besitzt. Diese Aussage bezüglich der linearen Abhängigkeit wird durch die Berechnung des Korrelationskoeffizienten nach Bravais und Pearson bestätigt (vgl. Tabelle 4.26).

Tabelle 4.26: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Referenztarif FR

Korrelation Stromtarif zu	Referenztarif Netzentgelt-Flatrate
Gesamt	-0,0977
Winter Werktag	0,0305
Winter Wochenende	-0,2237
Sommer Werktag	0,0391
Sommer Wochenende	-0,2048
Übergang Werktag	0,0315
Übergang Wochenende	-0,1683

Tabelle 4.26 spiegelt die Aussagen der oben stehenden Abbildung wider, dass deutliche Unterschiede bezüglich der Korrelation für den Verlauf an Werktagen und Wochenenden existieren. Unabhängigkeit von der Jahreszeit ergibt sich ein Korrelationskoeffizient zwi-

schen den Verläufen der Leistungsänderung von rund 0,03. Dieser Werte nahe null ist ein Indiz für die lineare Unabhängigkeit. Die Verläufe an den Wochenenden weisen allesamt vergleichbare Werte auf, welche um den Bereich von -0,2 schwanken. Dadurch ist eine leichte negative Korrelation belegt, welche durch das zeitgleiche Auftreten von positiven Leistungsänderungen aufgrund des Stromtarifs und negativen Änderungen aufgrund der Netzentgelt-Flatrate begründet ist. Der größere negative Zusammenhang an Wochenenden führt zu einer insgesamt leicht negativen Korrelation über den Jahresverlauf betrachtet. Dieser Wert ist mit rund -0,1 erkennbar kleiner als Wert für die Korrelation zwischen den Leistungsänderung für Stromtarif und multivariablen Netzentgelten mit rund -0,02. Dies kann ein Indiz dafür sein, dass die Kompatibilität von multivariablen Netzentgelten zu Stromtarifen höher ist als von Flatrate-Tarifen zu Stromtarifen. Voraussetzungen sind die gewählten zeitlichen Ausgestaltungen der Tarife. Da die sich ergebenden Werte für die Korrelation im Bereich annähernd Null befinden, was auf eine lineare Unabhängigkeit schließen lässt, sind allgemeingültige Aussagen nicht möglich.

Lastreduktion

Die Lastreduktion aufgrund der Kombination aus Stromtarif und Netzentgelt-Flatrate ergibt sich aus der Summe der Leistungsänderungen verursacht durch den Stromtarif und der Leistungsänderung verursacht durch den Netztarif. Diese Leistungsänderungen werden viertelstündlich berechnet. Die Effekte, welche durch die Kombination entstehen, sind in Tabelle 4.27 und Tabelle 4.28 aufgeführt.

Tabelle 4.27: Spitzenlastreduktion für Kombination Stromtarif und Flatrate

Typtag	max. Last unbeeinflusst	max. Last beeinflusst	Reduktion Kombi	Reduktion Flatrate
Gesamt	15.857 kW	14.554 kW	8,2 %	8,2 %
Winter Werktag	14.320 kW	14.020 kW	2,1 %	2,1 %
Winter Wochenende	15.857 kW	14.554 kW	8,2 %	8,2 %
Sommer Werktag	9.538 kW	9.075 kW	4,8 %	5,1 %
Sommer Wochenende	11.849 kW	11.214 kW	5,4 %	5,4 %
Übergang Werktag	12.188 kW	11.649 kW	4,4 %	4,4 %
Übergang Wochenende	12.471 kW	11.780 kW	5,5 %	5,5 %

Die Ergebnisse der Lastreduktion zeigen, dass eine Senkung der Spitzenleistung im Niederspannungsnetz von rund acht Prozent möglich ist, wenn Stromtarif und Netzentgelte kombiniert betrachtet werden. Deutlich zu sehen ist, dass das Potenzial zur Reduzierung an Wochenenden höher ist, weil hier absolut höhere Spitzenleistungen auftreten. Die saisonale Abhängigkeit der Lastreduktion bestätigt die Tendenz, dass die prozentuale Senkung für die Lastverläufe der Jahreszeiten annähernd gleich ist. Für die mittlere Reduzierung der Spitzenleistung berechnet sich ein Wert von rund fünf Prozent je Jahreszeitverlauf. Werden die Ergebnisse aufgrund der Kombination beider Tarife mit den Ergebnissen der separaten Auswirkung der Netzentgelt-Flatrate verglichen, ist festzustellen, dass diese fast identisch sind. Diese Tatsache bestätigt die Aussagen für die Fallstudie der Kombination mit multivariablen Netzentgelten, dass die Beeinflussung bezüglich der Spitzenleistung hauptsächlich von den Netzentgelten ausgeht. Für den Fall der Netzentgelt-Flatrate bedeutet dies, dass die Definition einer Leistungsgrenze stärkere Auswirkungen auf die Leistungsreduktion hat als die ökonomischen Anreize, welche durch einen dreistufigen Stromtarif gesetzt werden.

In Bezug auf die Lastverschiebung sind die Effekte des Stromtarifes aber deutlich zu erkennen. Dazu sind in der Tabelle 4.28 die veränderten Energiemengen in Bezug auf den unbeeinflussten Lastverlauf je Tarifzeitfenster dargestellt. Die zeitliche Einteilung der Tariffenster für die Kombination beider Tarife wird gemäß den Zeiträumen des Stromtarifs gewählt, weil die Netzentgelt-Flatrate keine zeitlichen Tarifstufen besitzt.

Tabelle 4.28: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung für Stromtarif und Flatrate

Typtag	Niedertarif	Mitteltarif	Hochtarif
Winter Werktag	145.239 kWh	-45.198 kWh	-192.811 kWh
Winter Wochenende	224.859 kWh	-63.176 kWh	-
Sommer Werktag	68.355 kWh	-10.498 kWh	-122.479 kWh
Sommer Wochenende	134.322 kWh	-23.742 kWh	-
Übergang Werktag	71.577 kWh	-17.486 kWh	-116.064 kWh
Übergang Wochenende	4.547 kWh	-1.644 kWh	-

Die grundlegende Aussage der Tabelle ist, dass einer Erhöhung der entnommenen Energie in Niedertarifzeiten einer Senkung der Energiemengen in Hochtarifzeiten gegenübersteht. Diese Ergebnisse decken sich mit denen der Betrachtung der multivariablen Netznutzungsentgelte. Der Unterschied besteht im absoluten Übergewicht der Verbrauchserhöhung im

Vergleich zu den Verbrauchssenkungen. Dies zeigt deutlich den Einfluss des Stromtarifes, welcher größere Zeiträume für den Niedertarif als für den Hochtarif aufweist. Besonders an Wochenenden ist dieser Effekt zu erkennen, weil für die Zeiträume kein Hochtarif angeboten wird. Für den Verlauf an Werktagen zeigt sich ein entgegen gesetzter Effekt. Die Senkungen der Energiemengen überwiegen die Erhöhungen. Begründet liegt dies in der Existenz aller drei Stromtarifstufen, wodurch die lastreduzierte Komponente für den Hochtarif greift. Eine generelle Aussage, inwieweit von der Höhe der Spitzenleistung bzw. der prozentualer Senkung dieser auf das Potenzial zur Lastverschiebung zu schließen ist, kann nicht getroffen werden. Der Grund kann angenommen werden, dass die Lastreduktion vorwiegend durch die Netzentgelte und die Verschiebung der Energiemengen durch den Stromtarif verursacht werden.

Integration Erneuerbarer Energien

Das Potenzial zur Integration Erneuerbarer Energien durch die Kombination von Stromtarif und Netzentgelt wird wieder anhand der linearen Abhängigkeit zwischen dem Verlauf der PV-Einspeisung und dem beeinflussten Lastverlauf ermittelt. Dazu sind in Abbildung 4.15 die entsprechenden Verläufe für eine ausgewählte Woche im Sommer visualisiert.

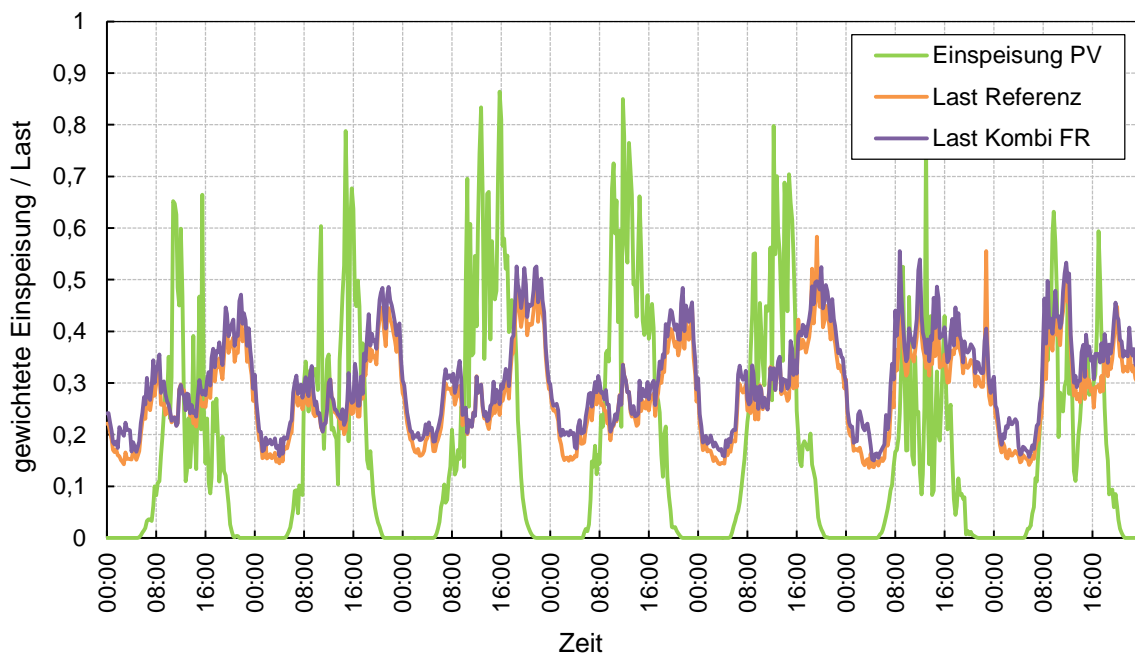


Abbildung 4.15: Verlauf Last- und Einspeisegänge Stromtarif und Flatrate (06.-12.Juni 2011)

Die grundlegenden Aussagen der vorangegangenen Abschnitte finden sich auch in dieser Abbildung wieder. Dies sind die zeitliche Verschiebung von Einspeise- und Lastspitzen an Werktagen sowie deren Übereinstimmung an Wochenenden. Der Verlauf der Referenzlast ist für die Korrelation zwischen Einspeisung und Last ausschlaggebend. Die beeinflussten

Lasten weisen nur geringfügige Abweichungen zur Referenzlast auf, daher sind die Unterschiede in der lineare Abhängigkeit grafisch schwer zu bestimmen. Genauere Aussagen lassen sich anhand der Korrelationskoeffizienten ableiten, welche in Tabelle 4.29 aufgelistet sind.

Tabelle 4.29: Korrelation Last und Einspeisung PV Stromtarif und Netzentgelt-Flatrate

Korrelation PV zu	Unbeeinflusster Last	Last Stromtarif und Flatrate	Last Flatrate
Gesamt	0,0019	-0,0276	-0,0108
Winter Werktag	-0,1075	-0,1592	-0,1219
Winter Wochenende	0,1938	0,1917	0,1961
Sommer Werktag	0,0334	-0,0319	0,0185
Sommer Wochenende	0,5107	0,5371	0,5168
Übergang Werktag	-0,0468	-0,1169	-0,0633
Übergang Wochenende	0,4033	0,4227	0,4042

Die Werte der Tabelle 4.29 unterstreichen zusätzlich die Dominanz der Referenzlast bezüglich der Korrelation für die Jahreslastverläufe der Fallstudie. Durch den Einfluss aus Stromtarif und Netzentgelt treten nur marginale Differenzen auf. Für den Gesamtverlauf bleibt eine lineare Unabhängigkeit bestehen. Ein erhöhtes bzw. reduziertes Potenzial zur Integration Erneuerbarer Energien ist nicht eindeutig erkennbar. Den leicht positiven Effekten bezüglich der Korrelation für die Verläufe an Wochenenden stehen leicht negative Auswirkungen für die Verläufe an Werktagen gegenüber. Insgesamt wird die Integration Erneuerbarer Energie marginal gehemmt. Diese Tendenzen sind aber vernachlässigbar, so dass festzuhalten ist, dass grundsätzlich keine Auswirkungen zu sehen sind. Die Anzahl von Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung, welche in das Energieversorgungsnetz integriert werden können, ist über die Anreizstruktur aus variablen Stromtarifen und Netzentgelt-Flatrate nicht zu erhöhen. Damit decken sich die Ergebnisse mit denen der isolierten Betrachtung der Netzentgelt-Flatrate. Wie aus Tabelle 4.29 ersichtlich wird, weichen die Werte für die Kombination und die isolierte Betrachtung nur geringfügig ab. Das bestätigt die Dominanz der Netzentgelte auf das Potenzial zur Integration Erneuerbarer Energien.

Für die Wechselwirkung zwischen Stromtarifen und Netzentgelt-Flatrate, lässt sich festhalten, dass die linear negativen Abhängigkeiten an Wochenenden die positiven an Werktagen

überwiegen, was zu einem leicht negativen Zusammenhang über den Jahresverlauf betrachtet führt. Die Auswirkungen auf die Lastreduktion und die Integration Erneuerbarer Energien betreffend ist festzustellen, dass die Netzentgelte die maßgebliche Einflussgröße darstellen. Die Auswirkungen auf die Verschiebung der Energiemengen werden hingegen durch den Stromtarif bestimmt.

4.3.3 Sensitivitätsanalyse

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die wechselseitigen Effekte zwischen Stromtarif und Netzentgelt in Bezug auf den Referenztarif für multivariable Netznutzungsentgelte und die Netzentgelt-Flatrate untersucht. Für die Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 4.2.3 wurden verschiedene Tarife gestaltet, um die Abhängigkeiten in der Tarifstruktur auf das Potenzial hinsichtlich der Lastreduktion und der Integration Erneuerbarer Energie zu identifizieren. Diese Tarife werden benutzt, um die Auswirkung auf die Korrelation zwischen dem Stromtarif und Netzentgelten zu untersuchen. Dabei werden Tarif 1 und 2 (vgl. Tabelle 4.14, Tabelle 4.15 und Tabelle 4.16) als Abwandlung des Referenztarifes für multivariable Netzentgelte sowie Flatrate I und II auf Seiten der Netzentgelt-Flatrate verwendet. Die Auswirkung bezüglich der Abhängigkeit zwischen den Strompreiskomponenten wird anhand des Korrelationseffizienten nach Pearson und Bravais bestimmt und ist Tabelle 4.30 und Tabelle 4.31 dargestellt.

Tabelle 4.30: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Tarife multivariable NE

Korrelation Stromtarif zu	Referenztarif	Tarif 1	Tarif 2
Gesamt	-0,0232	0,0116	-0,0800
Winter Werktag	-0,1230	-0,1230	-0,6319
Winter Wochenende	0,0153	0,1983	0,0776
Sommer Werktag	0,3334	-0,0025	-0,7751
Sommer Wochenende	-0,0443	0,1057	-0,0482
Übergang Werktag	0,3861	0,3861	-0,6068
Übergang Wochenende	0,1783	0,1783	0,0232

Die differenzierten Netzentgelttarife für den multivariablen Ansatz unterscheiden sich in ihrer zeitlichen Aufteilung der Tarifstufen Nieder-, Mittel- und Hochtarif stark, da Tarif 1 auf die Lastreduktion und Tarif 2 auf die Integration Erneuerbarer Energien ausgerichtet ist. Dementsprechend ergeben sich auch die Korrelationskoeffizienten. Tarif 1 zeigt im

Jahresverlauf eine leicht positive Veränderung der Korrelation in Bezug auf den Referenztarif. Daraus ist zu schließen, dass eine Ausrichtung der Netzentgelte auf die Reduzierung der Spitzenleistung zu einer erhöhten Kompatibilität in Bezug auf variable Stromtarife führt. Besonders für die Lastverläufe an Wochenenden ist eine erhöhte Korrelation erzielbar. Die Verläufe an Werktagen ergeben hingegen ein starkes Absinken der Korrelation aufgrund der zeitlichen Verschiebung der Tarifbereiche. Typtage, deren Verläufe keine Abweichungen aufweisen, beinhalten keine Änderungen der Tarifstruktur.

Die positive Auswirkung der Kompatibilität von Tarif 1 auf den Stromtarif lässt sich bei Tarif 2 nicht feststellen. Hinsichtlich der Korrelation ist fast durchgängig eine negative Tendenz zu beobachten. Enorme Differenzen sind für die Verläufe an Werktagen erkennbar. Die vorwiegend mäßig positiven Zusammenhänge, verändern sich zu stark negativ Zusammenhängen. Der Typtagverlauf für Sommer Werktage unterstreicht dies mit Werten von 0,33 für den Referenztarif und -0,78 für Tarif 2. Diese Ergebnisse führen zu einer negativen Abhängigkeit. Das bedeutet, dass die Ausrichtung der Netzentgelte auf die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen der Zielsetzung des erzeugungsfolgenden Verbrauchs der Stromtarife entgegensteht.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Netzentgelt-Flatrate weisen keine auffälligen Unterschiede zwischen Flatrate I und II auf (vgl. Tabelle 4.31).

Tabelle 4.31: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Tarife NE-Flatrate

Korrelation Stromtarif zu	Referenztarif	Flatrate I	Flatrate II
Gesamt	-0,0977	-0,0973	-0,0975
Winter Werktag	0,0305	0,0354	0,0353
Winter Wochenende	-0,2237	-0,2330	-0,2346
Sommer Werktag	0,0391	0,0458	0,0458
Sommer Wochenende	-0,2048	-0,2086	-0,2103
Übergang Werktag	0,0315	0,0390	0,0394
Übergang Wochenende	-0,1683	-0,1827	-0,1837

Die Gründe hierfür liegen in der Struktur der Flatrates, welche keine zeitabhängigen Komponenten, d.h. Tarifstufen, besitzen. Die Differenzierung erfolgt ausschließlich anhand der Höhe der Leistungsgrenzen. Der lineare Zusammenhang bleibt dadurch erhalten, was sich in den Korrelationskoeffizienten widerspiegelt. Diese sind sowohl für Jahresverlauf als

auch für die Lastverläufe der einzelnen Typtage gleich. Die Abweichung zur Korrelation zwischen dem Stromtarif und der Referenz-Flatrate sind marginal und können daher vernachlässigt werden. Somit lässt sich schlussfolgern, dass eine Variation der Leistungsgrenzen für die einzelnen Flatrate-Stufen keine Auswirkung auf die Kompatibilität zwischen Stromtarif und Netzentgelt-Flatrate besitzt. Für die grafische Darstellung wird auf Anhang F verwiesen.

Die Kompatibilität zwischen Stromtarif und Netznutzungsentgelte hängt stark von der zeitlichen Ausgestaltung der Tarifstufen der Netzentgelte ab. Grundsätzlich unterstützt ein auf Lastreduktion ausgerichtetes Netzentgelt den variablen Stromtarif. Eine Netzentgelt-Flatrate hingegen weist leicht negative Auswirkungen hinsichtlich des Stromtarifs aus (vgl. Abbildung 4.16). Bezüglich der Effekte auf die Lastreduktion und die Integration Erneuerbarer Energien ist eine Dominanz der Netzentgelte unabhängig von der Tarifstruktur vorherrschend.

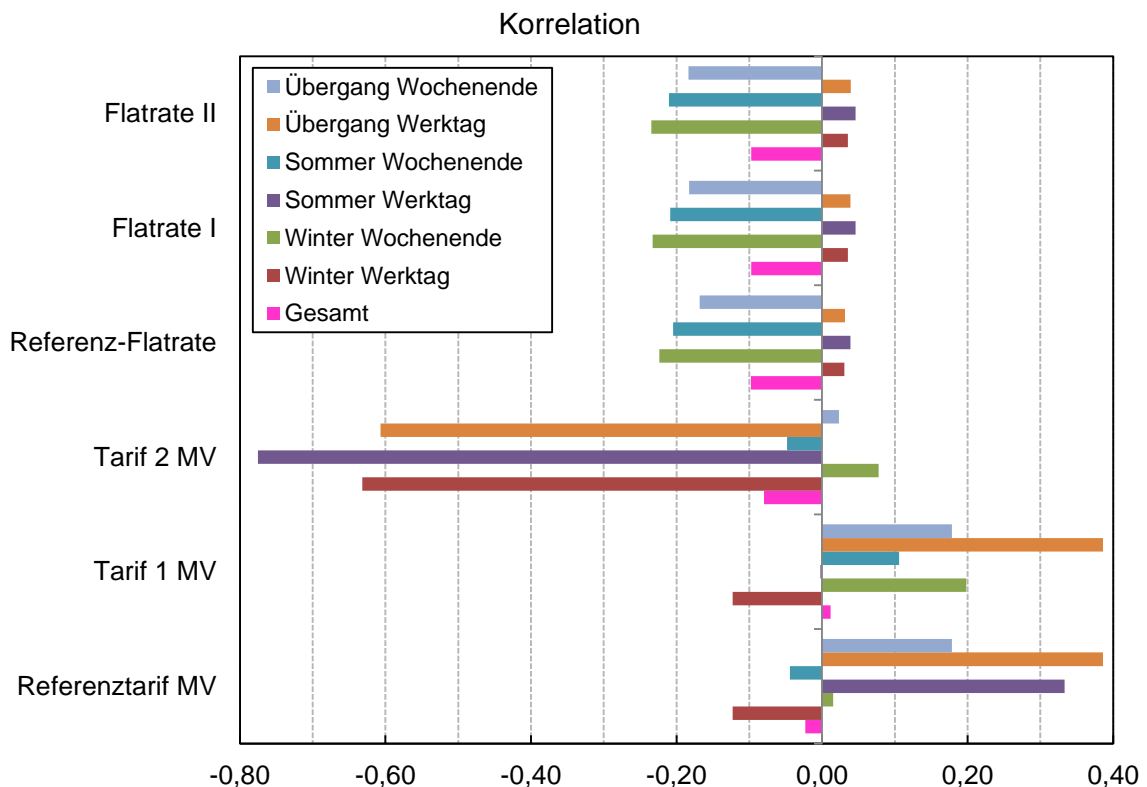


Abbildung 4.16: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und NE-Tarife

4.4 Zusammenfassung und Vergleich des Potenzials beider Ansätze

In Kapitel 4 wurde anhand einer numerischen Fallstudie untersucht, wie sich die in Kapitel 3 entwickelten Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte auf den Lastverlauf im Niederspannungsnetz auswirken. Als Referenzgebiet wurde das Netzgebiet eines Netzbetreibers

bers einer mittelgroßen Stadt gewählt. Existierende empirische Verbrauchsdaten von Netznutzern innerhalb des Netzgebietes wurden genutzt, um die Gesamtlast über einen Jahresverlauf abzubilden. Dazu wurden die Daten anhand der Verteilung der Haushaltsgrößen für Deutschland auf die Größe des Netzgebietes skaliert. Die Veränderungen im Lastverlauf wurden einerseits über ein Kundenverhaltensmodell für den multivariablen Ansatz und andererseits über ein Simulationsmodell für den Flatrate-Ansatz abgebildet. Anhand der viertelstündlichen Änderung der Leistung wurden die Effekte auf das Potenzial zur Lastreduktion, zur Integration Erneuerbarer Energie sowie die Auswirkungen auf die Kompatibilität zu variablen Stromtarifen untersucht.

Für die Lastreduktion wurde ermittelt, dass beide Ansätze Potenzial zur Senkung der Spitzenleistung aufweisen (vgl. Abbildung 4.17). Für die multivariablen Netzentgelte ist die zeitliche Ausgestaltung der Nieder-, Mittel- und Hochtarifstufen entscheidend für die Höhe der Lastreduktion. Wurde der Tarif mit dem Ziel der Lastreduktion gestaltet, waren Leistungsreduktionen bis 10% möglich. Veränderte Tarifstrukturen aufgrund veränderter Zielsetzung, z.B. maximale Integration Erneuerbarer Energien, führten zu entgegengesetzten Ergebnissen, d.h. Leistungserhöhungen um 25%. Für den Flatrate-Ansatz ist durchgängig eine Senkung der Leistung zwischen 8% und 12% erzielt wurden. Die Höhe hing dabei von der Wahl der Leistungsgrenze der ersten Flatrate-Stufe ab. Je geringer diese war, umso höher war die Leistungsreduktion über den Jahresverlauf.

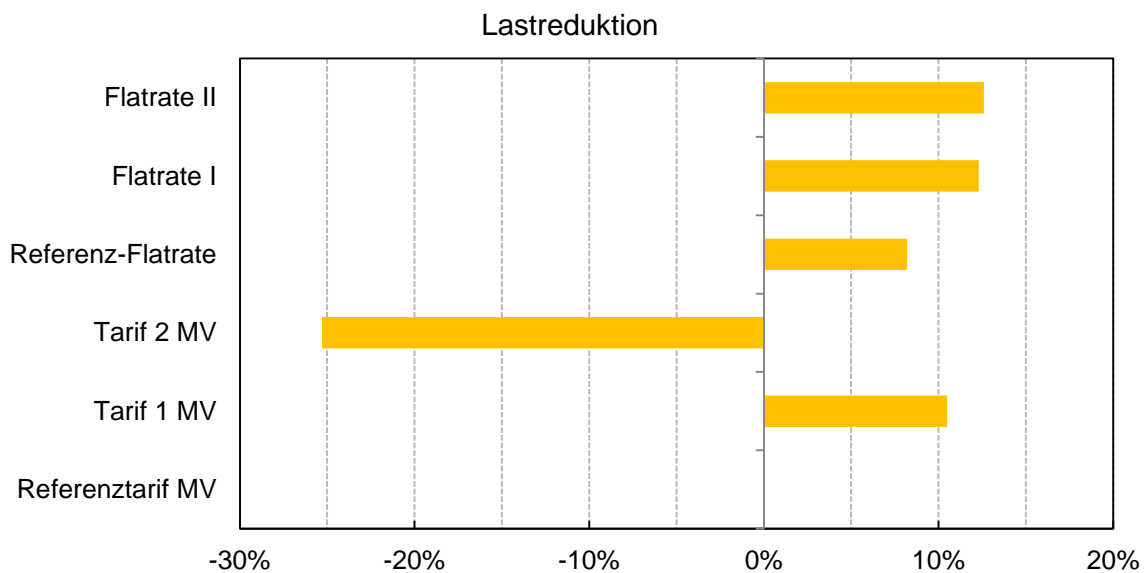


Abbildung 4.17: maximale Leistungsänderung über Jahresverlauf

Das Potenzial zur Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen in das Energieversorgungsnetz ist für beide gering bis nicht vorhanden (vgl. Abbildung 4.18). Grundsätzlich ist die unbeeinflusste Referenzlast entscheidend, inwieweit die Einspeisung erneuerbarer Ener-

gien mit der Last korreliert. Über eine gezielte Festlegung der Tarifstufen für die multivariablen Netzentgelte, kann die Korrelation entscheidend erhöht werden. Jedoch wird die beeinflusste Last nur dann der Einspeisung aus erneuerbaren Anlagen folgen, wenn die Referenzlast bereits eine starke Korrelation zur Einspeisung aufweist. Die Ausgestaltung der Netzentgelt-Flatrate hat hingegen keinen Einfluss auf die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen ins Energieversorgungsnetz.

Die Kompatibilität zu variablen Stromtarifen weist erkennbare Unterschiede zwischen beiden Ansätzen aus. Wird ein multivariablen Netzentgelt verwendet, welches auf Lastreduktion abzielt, ist keine Abhängigkeit zum Stromtarif messbar, da sowohl die positiven als auch negativen Leistungsänderungen zeitversetzt auftreten. Soll das Netzentgelt hingegen zur Integration Erneuerbarer Energie verwendet werden, wirken die resultierenden Leistungsänderungen den Änderungen aufgrund des Stromtarifs entgegen. Vergleichbare Auswirkungen existieren für die Anwendung der Netzentgelt-Flatrate. Unabhängig der Ausgestaltung der Flatrate-Stufen wurde eine leicht negative Korrelation bestimmt, was auf eine dem Stromtarif entgegen gerichtete Wirkung schließen lässt.

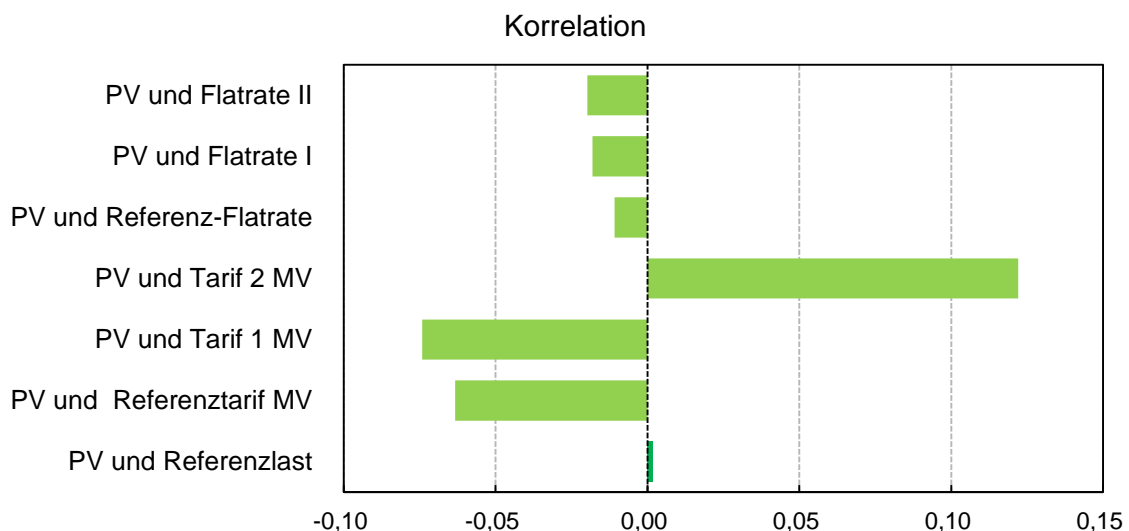


Abbildung 4.18: Korrelation Last und NE-Tarife

Für die Fallstudie ist festzuhalten, dass beide Ansätze Auswirkungen auf den Lastverlauf hinsichtlich der Lastreduktion sowie der Integration Erneuerbaren Energien verursachen können, wodurch das Kriterium des Anreizpotenzials für netzoptimales Verbrauchsverhalten erfüllt ist. Die multivariablen Netzentgelte zielen entweder auf die Lastreduktion oder auf die Integration Erneuerbaren Energien ab. Da beide Ziele aufgrund der aktuellen Referenzlast gegenläufig sind, lassen sie sich nicht in einem Tarif vereinigen. Die NE-Flatrate besitzt das größte Potenzial bezüglich der Lastreduzierung. Die Ausgestaltung der Flatrate-Stufen spielt dabei nur eine zweitrangige Rolle. Eine Verallgemeinerung ist nicht zulässig.

5 Rahmenbedingungen der Umsetzung

In den vorangegangenen Abschnitten wurde beschrieben, wie zukünftige Netznutzungsentgelte auszugestalten und zu berechnen sind. Weiterhin wurde ermittelt, welches Potenzial diese Ansätze bezüglich des Einflusses auf den Lastverlauf im Verteilernetz besitzen. Die bisherigen Aussagen basieren auf der Annahme, dass die Netznutzungsentgelte umgesetzt werden und vernachlässigen die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, welche die Umsetzung beeinflussen. Diese Rahmenbedingungen werden im Folgenden identifiziert und der Änderungsbedarf analysiert.

5.1 Umsetzung der Modelle – Marktpartner

Dieser Abschnitt diskutiert die Möglichkeiten einer Umsetzung der neuen Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte als Steuerungsinstrument für den Verteilernetzbetreiber. Dabei ist das Spannungsfeld zwischen den Netzentgelten aus Sicht des Netzbetreibers und den Energietarifen (Strompreisen) aus Lieferantensicht zu beachten. Fokuspunkte sind der Akteur, welcher die Netznutzungsentgelte umsetzt, d.h. den direkten Kontakt zum Netznutzer besitzt, sowie die Art der Umsetzung, wie z.B. eigenständiger Tarif oder weiterhin als Bestandteil des Strompreises. Grundsätzlich wird angenommen, dass die Entflechtung zwischen Energiehandel und Netzbetrieb gewahrt wird. Über die Netzentgeltkomponente wird die Steuerung bzw. Begrenzung der Leistungsabnahme vorgenommen. Der Energieverbrauch wird über die Strompreise (ohne Netzentgelte) anhand von last- und zeitvariablen Tarifen gemäß §40 EnWG geregelt [63]. Somit existieren zwei Ansätze, um die Energieeffizienz zu steigern. Erstens über die Reduktion von Lastspitzen und die Verschiebung des Energieverbrauches, welche durch die Einführung der multivariablen Netznutzungsentgelte erzielt werden kann. Und zweitens über die Beschränkung der Leistung und somit der Reduzierung des Netzausbaus, welche die Zielsetzung der Netzentgelt-Flatrate darstellt.

5.1.1 Allgemeine Gedanken zur Umsetzung

Grundsätzlich ist die Umsetzung anhand zweier Alternativen realisierbar. Zum einen erfolgt eine indirekte Umsetzung der Netznutzungsentgelte als Bestandteil des Strompreises. Damit bleibt für den Netznutzer alles unverändert, weil der Lieferant bzw. Energieversorger die Schnittstelle zum Netznutzer darstellt. Zum anderen tritt der Verteilernetzbetreiber als eigenständiger Akteur auf dem Energiemarkt auf und rechnet die Netzentgelte direkt mit dem Netznutzer ab. Die Fragestellung bei der Bewertung beider Varianten lautet: Wie lässt sich der Anreizeffekt der Netznutzungsentgelte aus Netzbetreibersicht zum Netznutzer (Kunden) transportieren?

Dabei korrelieren die Zielsetzungen von Netzbetreibern und Lieferanten nicht zwangsläufig. Das bedeutet, dass die Tarifniveaus der Netzentgelte und der Strompreise nicht gleichzeitig ihre Spitzen und Täler erreichen müssen (vgl. Abschnitte 4.2.2 und 4.3.2). Dieser Sachverhalt wird anhand des folgenden Beispiels kurz erläutert. Im Fall einer hohen Einspeisung von Strom aus Windkraft würde sich ein niedriger Strompreis an der Strombörse ergeben. Die Netzentgelte können regional jedoch erhebliche Unterschiede aufweisen. In Regionen mit hoher installierter Windleistung (und Einspeisung) wird eine hohe Abnahme eingespeisten Stroms durch geringe Netznutzungsentgelte gefördert. In Gebieten mit geringer installierter Leistung herrscht in diesem Fall ein höheres Netzentgelt, da eine hohe abgenommene Strommenge zu Überlastungen und Engpässen in den Verteilernetzen führen kann.

Für die Variante der Netznutzungsentgelte als Bestandteil der Strompreise bleiben die bisherigen Vertragsbeziehungen bestehen. Der Netzbetreiber rechnet die Netznutzung mit dem Lieferanten ab und dieser gibt die Netzentgelte an den Kunden weiter. Die Abrechnung ist jedoch kundenspezifisch, entsprechend des maßgeblichen Netzentgelttarifs, durchzuführen. Dies bedeutet einen Mehraufwand für den Lieferanten. Für die Kunden hingegen ändert sich nichts. Sie besitzen weiterhin nur den Lieferanten als Ansprechpartner und die Netznutzungsentgelte werden weiterhin separat auf der Stromrechnung ausgewiesen. Der Netzbetreiber hat hingegen mit dem Nachteil zu kämpfen, dass seine gezielten Anreize für Netzbetriebsführung nicht wahrgenommen werden, da sie im Strompreis untergehen. Für den Endkunden ist nicht ersichtlich wie die Netzentgelte den Strompreis beeinflussen und ob eine Änderung des Strompreises netz- oder erzeugungsbedingt ist. Daher lässt sich eine Steuerung aus Sicht des Netzbetreibers nur realisieren, wenn die Ziele des Lieferanten und des Netzbetreibers übereinstimmen. Bei gegensätzlichen Zielen würden niedrige Energieerzeugungskosten hohe Netznutzungsentgelte kompensieren und umgekehrt. Damit wäre eine gezielte Auswirkung auf den Strompreis als ökonomischen Anreiz der Verbrauchsänderung nicht gegeben. Und weil der Lieferant die letzte Instanz in Bezug auf den Netznutzer ist, kann dieser den Strompreis immer noch so anpassen, dass seine Zielvorstellungen umgesetzt werden.

Die direkte Umsetzung im zweiten Fall erfordert eine Splittung des Strompreises in die Netznutzungsentgelte und die übrigen Komponenten (Erzeugungskosten, Steuer, Konzessionsabgabe und Gewinnspanne). Der Kunde würde damit zwei separate Abrechnungen erhalten und dies von zwei verschiedenen Marktakteuren – Netzbetreiber und Lieferant. Auch in diesem Fall bestünde die direkte Konkurrenz zu den Energiepreisen des Lieferanten. Im Gegensatz zur ersten Alternative ist für den Netznutzer jedoch ersichtlich wie sich die einzelnen Bestandteile verhalten. Dadurch ist eine Steuerung des Verbrauchsverhaltens besser möglich, weil die Anreize besser wahrgenommen werden. Dieser direkte Kontakt zu den Netznutzern hat aber auch einen Nachteil. Ein erhöhter Abrechnungsaufwand, da jeder

Netznutzer einzelnen und nicht lieferantenübergreifend abgerechnet wird. Weiterhin müsste der Netzbetreiber einen Kundendienst aufbauen, um Anfragen und Beschwerden abwickeln zu können. Dafür tritt der Verteilernetzbetreiber als eigenständiger Akteur in den Markt ein, um seine Produkte zu vermarkten.

Im Rahmen der Umsetzung der Ziele ist das vom Kunden wahrgenommene Preissignal nicht zwingend das des Netzbetreibers. Durch die vertikale Abhängigkeit von Netzbetreiber zu Lieferant kann es zu einer Kompensation kommen, d.h. die gewünschten Effekte des Netzbetreibers werden durch die Tarifgestaltung des Lieferanten kompensiert. Dies betrifft vor allem die indirekte Umsetzung, bei welcher der Netzbetreiber seine Vorgaben der Netzentgelte an den Lieferanten übermittelt und dieser sie in seinen Stromtarif integriert. Dadurch wird für den Netznutzer nicht ersichtlich, ob die Preisunterschiede durch den Netzbetreiber oder Lieferanten induziert sind. Im Endeffekt interessieren den Lieferanten die Ziele des Netzbetreibers nicht. Er versucht sein Portfolio zu optimieren und seinen Gewinn zu maximieren. Die Höhe der Netzentgelte spielt dabei nur eine untergeordnete Rolle. Aus diesem Grund ermöglicht die Netzentgelt-Flatrate dem Netzbetreiber eine verbesserte Umsetzung seiner Ziele, weil die Preissignale zwei verschiedene Komponenten ansprechen. Die Energie auf Seiten des Lieferanten und die Leistung auf Netzbetreiberseite. Eine gegenseitige Kompensation ist im geringeren Umfang zu erwarten. Diese grundlegende Problematik kann nur schwer abgebildet werden und wird ihr Ausmaß in der praktischen Umsetzung aufzeigen. Weitere Rahmenbedingungen der Umsetzung werden detailliert für die einzelne Netzentgeltansätze in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

5.1.2 Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen: multivariable NE

Der Ansatz der multivariablen Netznutzungsentgelte basiert auf der verbrauchsabhängigen Bepreisung der Netznutzung. Daher stimmt diese Bepreisung mit der der Energietarife (Strompreise) überein, die gleichfalls per Kilowattstunde abgerechnet werden. Dadurch sind beide Varianten der Vermarktung der Netznutzungsentgelte, direkt über den Verteilernetzbetreiber oder indirekt über den Lieferanten, möglich.

Zu berücksichtigen ist die zeitliche Staffelung der Entgelttarife (Hoch-, Mittel- und Niedertarif) bezogen auf die verschiedenen Typtage. Für den verwendeten Ansatz wurden die Tarifstufen anhand der Tariffaktoren so gelegt, dass eine Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden soll. Grundlegend stimmen diese Tarifstufen mit denen der zeitvariablen Stromtarife überein. Eine zeitlich gegenläufige Abhängigkeit ist aus den Ergebnissen dieser Arbeit nicht feststellbar. Somit scheint die weiterbestehende Kopplung der Netzentgelte mit den Strompreisen sinnvoll, weil dadurch sowohl die Ziele des Netzbetreibers als auch des Lieferanten unterstützt werden. Eine verbesserte Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die Zielstellungen von Lieferant und Netzbetreiber ist zu erwarten. Die Annahmen treffen jedoch nur auf statisch zeitvariable Tarife zu. Sollten dynamische Strompreise einge-

setzt werden, welche sich der Volatilität der Börsenpreise anpassen, sind diese Übereinstimmungen nicht mehr zwingend gegeben. Die Einspeisungen aus regenerativen Energieerzeugern stellen einen Hauptgrund für die Volatilität dar. Wie die Untersuchung des Tarif 2 für multivariable Netzentgelte gezeigt hat, verhalten sich die Anreize zur Integration Erneuerbaren Energien und zur Lastreduktion konträr, was die Kompatibilität zwischen Stromtarif und Netzentgelt negativ beeinflusst. Ein weiterer Nachteil in der dynamischen Bepreisung ist in der verzögerten Reaktion der Netznutzer auf die Preissignale zu sehen. Bei sehr kurzfristigen Preisänderungen ist eine manuelle Verbrauchssteuerung nicht mehr möglich. Diese könnte nur über automatisierte Gerätesteuerung im Haushalt geschehen.

Einen entscheidenden Einfluss auf die Umsetzung dieses Ansatzes haben die Größen der Strukturgebiete und der Wind- bzw. Photovoltaikzonen. Diese sind maßgeblich für die Höhe der Netznutzungsentgelte. Werden diese Gebiete zu groß gewählt, sinkt zwar die Komplexität der Berechnung. Jedoch ist eine Differenzierung der Netznutzer bezüglich ihres Anteils an den Netzkosten nicht mehr gegeben, wodurch die Anreizsteuerung der variablen Netznutzungsentgelte seine Wirkung verliert. Bei zu klein gewählten Gebieten tritt das Problem auf, dass die Gebiete über entsprechende Parameter (Messwerte) verfügen müssen, um die Netzentgelte exakt aufteilen zu können. Durch die Vielzahl der Gebiete erhöhen sich gleichzeitig die Intransparenz sowie die Unübersichtlichkeit. Weiterhin gestaltet sich die Abgrenzung zwischen vielen kleinen Gebieten als schwierig. Die objektive Einschätzung ist nicht immer gegeben. Daher ist ein Kompromiss aus Datenlage, Zielsetzung und Transparenz für die Festlegung der Gebietsgrößen und –verteilung entscheidend.

Für die technische Machbarkeit ist die Abrechnung der Tarifstufen entscheidend. Dazu ist der mechanische Ferrariszähler nur bedingt geeignet³³. Der flächendeckende Einbau von intelligenten Zähleinrichtungen, welche eine viertelstündliche Erfassung der Messdaten ermöglicht, ist Grundbedingung für die Umsetzung der multivariablen Netznutzungsentgelte. Ein gesonderter Einführungsprozess ist für multivariable Netznutzungsentgelte nicht erforderlich, weil einerseits die grundlegenden Prinzipien der aktuellen Netzentgeltmethodik beibehalten werden und andererseits bereits Erfahrung im Zusammenhang mit der Einführung von variablen Stromtarifen gesammelt wurden.

5.1.3 Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen: NE-Flatrate

Der Ansatz der Netzentgelt-Flatrate verfolgt eine Bepreisung anhand der Leistung und nicht des Verbrauchs. Daher ist eine Abrechnung pro Kilowattstunde nicht möglich. Eine Trennung der Netznutzungsentgelte von den Stromtarifen ist somit Voraussetzung für eine transparente Abrechnung. Für diesen Ansatz übernimmt der Verteilernetzbetreiber die Vermarktung der Netzentgelte, weil sein Netz nach der beanspruchten Leistung auslegt ist

³³ Über optische Auslesegeräte kann der Zählerstand erfasst werden und über ein Kommunikationsmodul an den Lieferanten übermittelt werden.

und nicht nach der abgenommenen Energie. Dadurch entstehen auch keine Widersprüche zwischen Netzbetreiber und Lieferant. Der Lieferant gestaltet seine Stromtarife unabhängig und der Kunde passt sein Verbrauchsverhalten entsprechend der Stromtarife an oder nicht, mit der Einschränkung, dass er einer selbst gewählten Leistungsbeschränkung unterworfen ist. Der Netzbetreiber beeinflusst durch diesen Ansatz die Leistungsentnahme des Netznutzer, der Lieferant den Energieverbrauch. Die Ziele der Energieeffizienz bleiben somit erhalten.

Bei der technischen Umsetzung stellt sich jedoch die Frage, wie diese Leistungsbeschränkung durchgesetzt werden soll. Eine Möglichkeit stellt ein Überlastschalter im Zählerkasten dar, der bei Leistungsüberschreitung auslöst. Dadurch wird die gesamte Wohneinheit spannungsfrei geschaltet. Für den Kunden wäre das jedoch keine zufriedenstellende Lösung, weil dadurch alle Verbraucher abgeschaltet werden. Vor allem bei Verbrauchern wie Computer oder Herd bedeutet dies einen enormen Einschnitt. Über eine intelligente Kommunikation der Steckdosen in der Wohneinheit, könnte bei Leistungsüberschreitung gezielt die Steckdose abgeschaltet werden, deren Verbraucher die Überschreitung verursacht. Eine Freischaltung würde erst erfolgen, wenn ein anderer Verbraucher aus dem Stromkreis genommen wird. Diese Form der intelligenten Vernetzung steht bereits heute zur Verfügung [92].

Für die Anwendung des netzlastabhängigen Leistungspreises ergeben sich weitere Fragestellungen.

1. Die Bestimmung der maximalen übertragbaren Last bezogen auf die Netzanschlussstelle.
2. Die Signalisierung der Tarifhöhe.

Die Signalisierung lässt über eine Farbskala darstellen, die entweder zentral an einer Stelle in der Wohneinheit hinterlegt ist oder direkt an jeder Steckdose, z.B. über eine LED-Lampe. Durch unterschiedliche Farben lassen sich die einzelnen Tarifstufen signalisieren (Anlehnung an das Ampelkonzept des BDEW [2]):

- blau – kostenfreie Zusatznutzung
- grün – Tarifstufe 1
- gelb – Tarifstufe 2
- orange – Tarifstufe 3
- rot – keine zusätzlich Leistung abrufbar

Unabhängig von der Signalisierung der Höhe des netzlastabhängigen Leistungspreises können Verbraucher im Rahmen der Flatrate-Leistungsgrenze angeschlossen werden, auch wenn die LED an einer Steckdose rot leuchtet. Die Leistungsaufnahme unterhalb der Leis-

tungsgrenze ist unabhängig von der aktuellen Netzlast, weil die Kapazität für die Flatrate unabhängig von der Kapazität für den netzlastabhängigen Leistungspreis ist.

Um die zusätzliche verfügbare Leistung zu ermitteln, ist die Übertragungskapazität der vorgelagerten Netzebenen beginnend am Ausgangsknoten in Echtzeit zu überprüfen. Die Übertragung beschränkt sich jedoch auf die höchste Netzebene des Verteilernetzbetreibers. Der Algorithmus müsste auch lokale Einspeisungen berücksichtigen, welche eine Erhöhung der Kapazität in der entsprechenden Netzebene bewirken. Für den Fall des Internets der Energie [93], d.h. der Vernetzung der Komponenten des Energieversorgungssystems, ist dieser Algorithmus umsetzbar. Unter heutigen Bedingungen ist eine Echtzeitermittlung der aktuellen Netzauslastung unmöglich, weil die Vernetzung der Komponenten im Verteilernetz zurzeit nicht gegeben ist.

Der Flatrate-Ansatz stellt eine gravierende Änderung des Bepreisungsmechanismus dar und erfordert deshalb eine Anpassungszeit auf Seiten der Netznutzer und Netzbetreiber. Eine stufenweise Einführung der Netzentgelt-Flatrate würde den Anpassungsprozess erleichtern. Zunächst sollte die Flatrate in das aktuelle Netzentgeltschema integriert werden. Der Arbeitspreis bleibt bestehen und der Leistungspreis wird durch die monatlich fixe Flatrate ersetzt. Die Einführung der Flatrate ist in harmonisierter Form anzustreben, d.h. alle Netzbetreiber nutzen den gleichen Zeitraum zur Einführung und eine Begrenzung der Flatrate-Stufen wird vorgegeben [26]. Weiterhin ist eine einheitliche Bepreisung vorzusehen, z.B. ein fester Preis pro Kilowatt. Dies reduziert die Komplexität. Im ersten Schritt legt der Netzbetreiber die Flatrate-Stufe für die Netznutzer aufgrund des einzelnen Lastprofils fest. Große Abstufungen zwischen den Flatrates sind zu wählen, um eine Überschreitung der Leistungsgrenze zu vermeiden. Im Laufe des Anpassungsprozess sind die Flatrate-Stufen so zu gestalten, dass der Anteil zur Netzkostendeckung steigt bis eine komplette Deckung über den Flatrate-Ansatz realisierbar ist (vgl. Abbildung 5.1).

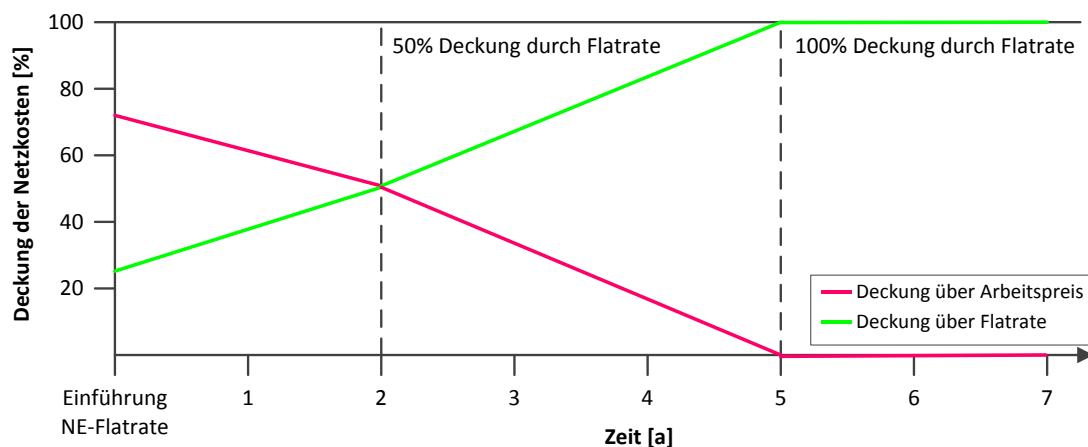


Abbildung 5.1: Einführungsprozess NE-Flatrate (angelehnt an [25])

Ist die Umsetzung vollzogen, können die Netzbetreiber die Ausgestaltung der Netzentgelt-Flatrate frei bestimmen, d.h. feinere Abstufungen, differenzierte Preise oder veränderte Bedingungen für die zusätzliche Entnahme von Leistung.

Die Entnahme über den netzlastabhängigen Leistungspreis stellt eine Komponente dar, welche die Planbarkeit reduziert. Einerseits ist aus Sicht des Netznutzers nicht garantiert, dass er zusätzliche Leistung entnehmen kann. Und andererseits ist für den Netzbetreiber schwer zu prognostizieren, inwieweit die Komponente in Anspruch genommen wird. Dementsprechend beeinträchtigt sind Netzplanung und –ausbau. Eine alternative Umsetzung der Bepreisung der Zusatzleistung besteht in der Möglichkeit eine Option auf eine Zusatzleistung zu erwerben, die man zeitunabhängig einlösen kann. Dabei sind die Anzahl der Einlösungen (z.B. zweimal pro Monat) und die Nutzungsdauer (z.B. maximal 4h) beschränkt. Eine komplette Abkehr vom netzlastabhängigen Preis ist ebenfalls vorstellbar. Jeder Netznutzer erhält für sein Flatrate-Leistungsband beispielweise ein 10%iges Toleranzband, innerhalb dessen er zusätzlich Leistung entnehmen kann. Eine übermäßige Nutzung dieses Bandes wird durch den Netzbetreiber reglementiert. Übersteigt die Anzahl der Ereignisse, die zu einer Überschreitung des Grenzwertes der Flatrate führt (Ausnutzen des Toleranzbandes,) einen Sollwert, erfolgt die Hochstufung in die nächsthöhere Flatrate-Stufe zur kommenden Abrechnungsperiode. Der gleiche Ansatz kann auf die Variante der Leistungsoption angewendet werden. Beide Alternativen bewirken, dass der Netzbetreiber sein Netz mit definierten Pufferkapazitäten auslegen muss, um die schwer prognostizierbaren Zusatzleistungen abdecken zu können.

In den vorangegangenen Abschnitten wurde erläutert, wie eine Umsetzung der Netzentgeltsystematiken erfolgen kann. Die Verantwortlichkeiten zwischen Netzbetreiber und Lieferant wurden in Abhängigkeit des Ansatzes beschrieben. Multivariable Netznutzungsentgelte können weiterhin in die Stromtarife integriert werden. Voraussetzung ist die Einführung von Smart Metern, Kommunikationsgateways und Smart Home Applikationen. Die Netzentgelt-Flatrate erfordert einen Einführungsprozess, da aufgrund der reinen Leistungsabhängigkeit der Netzbetreiber für die Umsetzung verantwortlich ist. Die Komponente des netzlastabhängigen Leistungspreises ist nur im Fall der Automatisierung der Verteilernetzebene realisierbar, damit die aktuell verfügbare Zusatzleistung P_Z in Echtzeit ermittelt werden kann.

5.2 Anpassung des rechtlichen Rahmens

Ziel dieses Abschnittes ist die Untersuchung des rechtlichen Rahmens bezüglich der Umsetzung der neuen Netzentgeltsystematiken. Die Aussagen geben lediglich erste Ansätze für eine Anpassung, da eine vollständige Untersuchung im zeitlichen Rahmen dieser Arbeit nicht möglich ist. Die Aussagen beziehen sich auf den Gesetzesstand des Jahres 2013. Das aktuelle Berechnungsmodell basiert auf dem Energiewirtschaftsgesetz und der zugehörigen

Stromnetzentgeltverordnung [5] [63]. Die Umsetzung des Modells wird in der Verbändevereinbarung II+ und dem Gesamt-Kalkulationsfaden des VDEWs (jetzt BDEW) geregelt [6] [36]. Aus diesem Grund werden ausschließlich diese Dokumente untersucht.

Im EnWG werden die Entgelte für den Netzzugang (Netzentgelte) grundlegend in folgenden Paragraphen geregelt:

- §21 EnWG - Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang,
 - §21a EnWG - Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung,
 - §23a EnWG - Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang,
 - §30 EnWG - Missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers,
- §40 EnWG - Strom- und Gasrechnungen, Tarife.

In Absatz des §21 EnWG wird festgelegt, dass die Netzentgelte angemessen, diskriminierungsfrei und transparent bemessen werden müssen. Dies trifft auf die Netzentgelt-Flatrate zu. Die multivariablen Netzentgelte sehen eine Differenzierung innerhalb einer Spannungsebene eines Netzgebietes vor. Eine Gruppe von Netznutzern wird gegenüber einer anderen bevorteilt. Dies kann als Verletzung der genannten Vorgabe angesehen werden und ein missbräuchliches Verhalten nach §30 Nr.6 EnWG darstellen. Die sachliche Rechtfertigung der Unterschiede aufgrund der unterschiedlichen individuellen Kostenbeiträge könnte diesen Umstand aufheben. Der Umstand der Diskriminierung könnte den Bestrebungen der Regierungsministerien sowie der Regulierungsbehörde widerstreben, welche eine Differenzierung der Netzentgelte zum Nachteil einiger Kundengruppen ablehnen werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch, dass die Netzentgelte bereits heute regional schwanken und auch andere Bereiche des täglichen Lebens durch lokale Unterschiede geprägt sind, wie beispielsweise die Benzinpreise oder die Mietspiegel in verschiedenen Städten und ländlichen Gebieten.

Um die Höhe der Netzentgelte zu beschränken, unterliegen die Netzentgelte gemäß §21 Abs.3 EnWG der Kontrolle der Regulierungsbehörde, in diesem Fall der Bundesnetzagentur (BNetzA), welche die Kosten über ein Vergleichsfahren begrenzt. Über die Anreizregulierung werden die Obergrenzen der Netzentgelte bzw. deren Erlöse unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben ermittelt (§21a Abs.2 EnWG). Diese Vorgaben bleiben unverändert der Anwendung der neuen Netzentgeltsystematiken bestehen. Dies trifft gleichfalls auf die Genehmigung der Netzentgelte durch die BNetzA gemäß §23a Abs.1 EnWG zu. Gemäß §40 Abs.2 EnWG ist der Lieferant dazu verpflichtet, die Netzentgelte separat auf der Energieabrechnung an den Endkunden auszuweisen. Dies impliziert, dass der Lieferant die Netzentgelte abrechnet. Für die Netzentgelt-Flatrate trifft dies nicht mehr zu, weil der Netzbetreiber als eigenständiger Marktakteur die Netzentgelte direkt mit dem

Endkunden abrechnet. Eine Trennung zwischen Lieferant und Netzbetreiber bezüglich der Abrechnung ist einzuführen.

Die StromNEV regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Netzentgelte. Die Grundsätze der Kostenermittlung bleiben durch die neuen Ansätze unberührt. Widersprüche treten lediglich für folgende Paragraphen auf:

- §16 StromNEV - Gleichzeitigkeitsgrad,
- §17 StromNEV - Ermittlung der Netzentgelte,
- §18 StromNEV - Entgelt für dezentrale Einspeisung.

Die Zuteilung der Netzkosten für die Netznutzer erfolgt bezogen auf die Spannungsebene aufgrund der spezifischen Jahreskosten (§16 Abs.1 StromNEV). Eine Änderung des Paragraphen hat für multivariable Netzentgelte in der Hinsicht zu erfolgen, dass den Unterschieden aufgrund der Strukturgebiete Rechnung getragen werden muss. Für die Berechnung der Netzentgelt-Flatrate ist die Kostenaufteilung nicht relevant. Paragraph 17 StromNEV regelt die Ermittlung der Netzentgelte, vornehmlich die Berechnung von Arbeits- und Leistungspreis. Netzentgelte sollen nach §17 Abs.1 StromNEV unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung und Entnahme sein und sich nach Spannungsebene, Messvorrichtung und Benutzungsstundenzahl richten. Diese Vorgaben müssen Veränderungen erfahren. Die räumliche Unabhängigkeit ist für die multivariablen Netzentgelte aufgrund der Differenzierung nach Entnahmeort nicht gegeben. Die Flatrate basiert auf der Leistung, welche das Kriterium der Benutzungsstunden überflüssig macht, weil kein Arbeitspreis abgerechnet wird. Aus diesem Grund finden die Paragraphen 17 Abs. 2 bis 6 StromNEV keine Anwendung. Für die Berechnung der multivariablen Netzentgelte treffen sie weiterhin zu. § 17 Abs. 7 StromNEV, welcher eine separate Ermittlung der Entgelte für den Messstellenbetrieb, die Messung sowie die Abrechnung vorsieht, erfordert keine Anpassung. Die vermiedenen Netzentgelte aufgrund dezentraler Erzeugungsanlagen gemäß §18 StromNEV zeigen einen weiteren Anpassungsbedarf auf. Sie beziehen sich auf die Vermeidungsarbeit, die Vermeidungsleistung und die Netzentgelte der vorgelagerten Spannungsebene. Im Rahmen der Flatrate mit ihrem monatlichen Festpreis sind diese Entgelte nach aktuellen Verfahren nicht zu bestimmen. Ein neues Berechnungsverfahren ist vorzugeben.

Die aktuellen Verbändevereinbarungen und Leitfäden zur Berechnung der Netzentgelte sind grundlegend zu überarbeiten, um die neuen Ansätze konkret abzubilden. Die Aufgabe fällt unter den Verantwortungsbereich des Forums Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN).

Dieser kleine Einblick in die rechtlichen Vorgaben zeigt, dass die neuen Netzentgeltsystematiken an verschiedenen Stellen der Gesetze und Verordnungen anecken und somit für

die Umsetzung eine Anpassung der entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zu erfolgen hat.

5.3 Zusammenfassung

In Kapitel 5 ist untersucht wurden, wie sich die vorgeschlagenen Netzentgeltsystematiken umsetzen lassen und welche Randbedingungen zu beachten sind. Für die Umsetzung lassen sich zwei Szenarien definieren. Zum einen die Beibehaltung der aktuellen Konstellation, d.h. die Netzentgelte sind weiterhin Bestandteil des Stromtarifs und werden über den Lieferanten abgerechnet. Voraussetzung dafür ist die Aufteilung in Arbeitspreis- und Leistungspreis, wie sie bei den multivariablen Netznutzungsentgelten gegeben ist. Zum anderen die Abkopplung der Netzentgelte vom Stromtarif, das bedeutet der Netzbetreiber bietet eigenständig an und rechnet ab. Dieses Szenario findet auf die Netzentgelt-Flatrate Anwendung, da die reine Leistungsbepreisung keine Kopplung an den Strompreis (abgerechnet in Kilowattstunden) erlaubt.

Als einschränkende Faktoren für die Umsetzung der Netzentgelte sind aus technischer Sicht der flächendeckende Einsatz von intelligenten Messeinrichtungen, die automatisierte Gerätesteuerung in den Haushalten und die Vernetzung der Komponenten des Energieversorgungssystems zu nennen. Aus wirtschaftlicher Sicht stellen die Abkehr vom Standardlastprofil sowie der Aufbau neuer Organisationseinheiten die größten Hindernisse für den Netzbetreiber dar. Einher geht dies mit der viertelstündlichen Messwerterfassung, unterjährigen Abrechnungen, Entwicklung und Einsatz neuer Prognosemethoden für die Last sowie die Übernahme von Aufgaben des Lieferanten wie Vertrieb und Kundenservice. Weiterhin erfordert die regulatorische Umgebung Anpassungen, damit die Netzentgeltsystematiken eingeführt werden können. Vornehmlich betrifft dies das EnWG und die StromNEV. Zwei Hauptpunkte stehen im Fokus der Betrachtung. Einerseits ist die räumliche Unabhängigkeit der Netzentgelte aufzuheben, was zu einer Diskriminierung einzelner Nutzer führt, und andererseits ist von der strikten Aufteilung in Arbeits- und Leistungspreis abzusehen.

Die Einführung der multivariablen Netzentgelte benötigt keinen gesonderten Anpassungsprozess für Netznutzer und Netzbetreiber, weil die Grundprinzipien der aktuellen Methodik beibehalten werden und bereits Erfahrungen mit variablen Stromtarifen gesammelt wurden. Die Netzentgelt-Flatrate hingegen erfordert ein separates Umsetzungskonzept, welches eine schrittweise Einführung vorsieht. Zunächst wird die Flatrate als Teil der aktuellen Methodik in harmonisierter Form eingeführt. Danach werden die Flatrates durch die Netzbetreiber schrittweise individuell angepasst bis eine Deckung der Netzkosten erreicht wird. Dieser Prozess wird über mehrere Jahre andauern. Die entscheidenden Rahmenbedingungen zur Umsetzung sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Rahmenbedingungen der Umsetzung der NE-Ansätze

Einschränkende Faktoren der Umsetzung	Multivariable Netzentgelte	Netzentgelt-Flatrate
Technische Sicht	<ul style="list-style-type: none"> - Umsetzung ¼h-Wert-Messung - Festlegung der Strukturgebiete und EE-Zonen 	<ul style="list-style-type: none"> - Umsetzung der Leistungsbeschränkung - Vernetzung des Energienetzes
Wirtschaftliche Sicht	<ul style="list-style-type: none"> - Erhöhter Abrechnungsaufwand - Geringe Kundenakzeptanz 	<ul style="list-style-type: none"> - VNB-Kundenservice - Zielkonflikt Lieferant vs. VNB (Abtrennung vom Strompreis)
Rechtliche Sicht	<ul style="list-style-type: none"> - Räumliche Abhängigkeit der NE - Diskriminierung von Nutzern 	<ul style="list-style-type: none"> - Reine Leistungsbepreisung - Einführungsprozess

Mit der Änderung des Energieversorgungssystems im Rahmen der Energiewende ist auch die Einführung der neuen Netzentgeltsystematiken realisierbar. Jedoch ist zu berücksichtigen, inwieweit die Anreizsignale durch den Kunden wahrgenommen werden

6 Kernaussagen und Ausblick

Die Anpassung des Energieversorgungssystem an die Rahmenbedingungen der Energiewende, einhergehend mit dem Umbau des Energienetzes zu einem Smart Grid, erfordert eine Anpassung der betreffenden Prozesse und Methodiken. Die Netznutzungsentgelte sind eine Komponente (Methodik), welche eine Weiterentwicklung erfordert, damit sie den zukünftigen Bedingungen genügen. Um die Ergebnisse der Arbeit zusammenzufassen, soll die Forschungsfrage hier in den Vordergrund gestellt werden.

Welche Auswirkungen haben neue Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte auf den Lastverlauf im Verteilernetz?

6.1 Kernaussagen der Arbeit

Die Beantwortung der Forschungsfrage erfolgte an fünf abgeleiteten Fragen, welche als Leitfaden der Arbeit dienten. Diese Fragen sind nachfolgend genannt und werden abschließend anhand der Kernaussagen beantwortet.

1. Wie sind zukünftige Netznutzungsentgelte zu gestalten?
2. Welche Auswirkungen haben die neuen Berechnungsansätze für Netzentgelte auf deren Höhe und Verlauf?
3. Inwieweit beeinflussen die Netzentgelte das Verbrauchsverhalten der Netznutzer?
4. Welche Effekte auf den Lastverlauf im Verteilernetz können erzielt werden?
5. Wie ist ein Umsetzungskonzept für den VNB zu gestalten?

Gestaltung der Netznutzungsentgelte

Kernaussage 1: Um die Anforderungen des zukünftigen Energieversorgungssystems abzudecken sind Netznutzungsentgelte entweder variabel oder kapazitätsbasiert zu gestalten.

Ein Ziel der Arbeit bestand u.a. in der Definition von Kriterien für zukünftige Netzentgelte und die Ableitung von Berechnungsansätzen. Anhand internationaler Forschungsergebnisse, gesetzlich getriebener Entwicklungsszenarien und verschiedener internationaler Netzentgeltsystematiken ließen sich zwei Entwicklungstrends feststellen. Zum einen variable Netzentgelte, vor allem zeitvariabel. Und zum anderen die ausschließliche Bepreisung der Entnahmeleistung (Kapazität). Auf Grundlage dieser Tendenzen wurden hier zwei Berechnungsansätze – die multivariablen Netznutzungsentgelte und die Netzentgelt-Flatrate – entwickelt. Die Entwicklung beider Ansätze basiert auf den abgeleiteten Kriterien für zukünftige Netzentgelte. Dazu zählen die Verursachungsgerechtigkeit, die Vorhersagbarkeit der Netzentgelthöhe und Einnahmen, die Verständlichkeit, die Kostenwälzung, das

Anreizpotenzial für netzoptimales Verbrauchsverhaltens, die Kompatibilität zu Stromtarifen und die technische Machbarkeit.

Die multivariablen Netzentgelte orientieren sich am aktuellen Netzentgeltmodell basierend auf Arbeits- und Leistungspreis. Anhand dreier Einflussgrößen wurden Gewichtungsfaktoren ermittelt, welche den individuellen Beitrag der Netznutzer an den Netzkosten abbilden. Ziel ist die Beeinflussung des Lastverhaltens der Netznutzer durch den Netzbetreiber. Die erste Einflussgröße stellt die zeitliche Abhängigkeit dar, welche sich in Form von Nieder-, Mittel- und Hochtarifstufen für die verschiedenen Typtage darstellt. Eine örtliche Komponente wird über die Einteilung in verschiedene Strukturgebiete (ländlich, mittel- und großstädtisch) erreicht, da sich der Anteil des einzelnen Netznutzers an den Netzkosten zwischen den Gebieten deutlich unterscheidet. Die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung bildet die dritte Einflussgröße. Eine Einteilung in verschiedenen Wind- und Photovoltaikzonen ermöglicht die Abbildung der Streuung zwischen Einspeisung und Last. Als Ergebnis setzt sich das multivariable Netzentgelt aus einen Nieder-, Mittel- und Hochtarifstufen für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergang zusammen. Diese neun Tarife existieren für ländliche, mittelstädtische und großstädtische Gebiete.

Die Netzentgelt-Flatrate hingegen besitzt einen Tarif unabhängig von der Zeit und dem Ort der Entnahmestelle. Die Flatrate definiert ein fester Leistungsband, welches über einen monatlichen Festpreis abgerechnet wird. Für die Haushaltskunden werden beispielhaft drei Stufen, 12kW, 16kW und 20kW, angeboten. Die Berechnung der Flatrate-Stufen erfolgt mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion der Netznutzer, der Übertragungskapazität in der Spannungsebene und der Verteilung der Haushaltsgrößen. Zusätzlich wird ein netzlastabhängiger Leistungspreis eingeführt, welcher die eingeschränkte Leistungsentnahme über den Grenzwert der Flatrate hinaus ermöglicht. Der Preis staffelt sich in Abhängigkeit der verfügbaren Netzkapazität. Dieser Ansatz verfolgt den Umstand der Begrenzung der Abnahmeleistung je Netznutzer.

Beide Ansätze stellen eine Methodik zur Berechnung dar, welche die Netzbetreiber durch Anwendung ihrer eigenen Daten nutzen können.

Höhe und Verlauf der Netznutzungsentgelte

Kernaussage 2: Bei gleichbleibenden Einnahmen für den Netzbetreiber erfolgt eine differenzierte Verteilung der Netznutzungsentgelte auf die Netznutzer entsprechend ihres Beitrages an den Netzkosten.

Die Berechnungsansätze sind so ausgelegt, dass die Einnahmen für den Netzbetreiber innerhalb des Netzgebietes über ein Jahr sich nicht von denen unterscheiden, welche unter Anwendung des aktuellen Berechnungsmodells für Netzentgelte erzielt werden. Die Be-

stimmung der Netzkosten bleibt konstant, lediglich die Aufteilung auf die Netznutzer verändert sich.

Für die multivariablen Netzentgelte schwankt deren Höhe zwischen den Jahreszeiten und innerhalb des Tages. Wobei innerhalb einer Jahreszeit die Tarifhöhen für den Tag dieselben sind, sich aber die Zeiträume der Tarifstufen unterscheiden. Der Hochtarif liegt immer oberhalb des aktuellen Netzentgeltes, der Niedertarif immer unterhalb und der Mitteltarif schwankt um die aktuelle Höhe. Grundsätzlich erfolgt eine anteilige Verlagerung der Netzkosten von den großstädtischen hin zu den ländlichen Gebieten.

Die Höhe der Flatrate ist durch die Wahl der entsprechenden Stufe definiert. Die Netzentgelte, welche der Netznutzer zahlt, sind damit über das gesamte Jahr konstant. Unter der Annahme, dass der Netznutzer die für sich optimale Flatrate-Stufe wählt, reduziert er seine zu zahlenden Netznutzungsentgelte. Dies gilt unter der Bedingung, dass der netzlastabhängige Leistungspreis nicht in Anspruch genommen wird. Ist dies nicht der Fall, können die Netzentgelte die nach aktuellem Modell zu zahlende Entgelte überschreiten.

Einfluss auf Verbrauchsverhalten (Energieaufnahme)

Kernaussage 3: Multivariable Netznutzungsentgelte bzw. Netzentgelt-Flatrate sind als indirektes Steuerungsinstrument des Netzbetreibers mit dem Ziel der Lastverschiebung bzw. Lastreduktion geeignet.

Die Höhe des Potenzials der neuen Netzentgeltsystematiken zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens gibt Aufschluss über die Möglichkeit der Netzentgelte als Steuerungsinstrument für den Netzbetreiber. Die Untersuchungen erfolgten in dieser Arbeit anhand eines Referenznetzbetreibers, dessen Lastverlauf mit Hilfe von empirischen Kundendaten simuliert wurde.

Die Abbildung des Verbrauchsverhaltens erfolgte für die multivariablen Netznutzungsentgelte über ein Kundenverhaltensmodell. Das Ergebnis der Simulation war eine Absenkung der Spitzenleistung und des Verbrauchs zu Hochtarifzeiten und eine Erhöhung der Last und des Verbrauchs zu Niedertarifzeiten. Insgesamt überstieg die Menge der Lastabsenkungen die der Lasterhöhungen.

Die Reaktion auf die Flatrate wurde über ein vereinfachtes Simulationsmodell abgebildet, welches den netzlastabhängigen Leistungspreis vernachlässigt. Die Beeinflussung zielte ausschließlich auf die Kappung der Spitzenleistung auf den Grenzwert der Flatrate. Dies führte zu einer Senkung der Spitzenleistung je Netznutzer sowie einer Verschiebung dieser Lasten in einen Schwachlastzeitraum. Der Energieverbrauch blieb über den Jahresverlauf konstant.

Einfluss auf Lastverhalten (Lastgang)

Kernaussage 4: Durch multivariable Netznutzungsentgelte lassen sich aufgrund deren zeitabhängigen Struktur divergente Zielansätze verfolgen. Der Ansatz der Netzentgelt-Flatrate besitzt ausschließlich Potenzial zur Reduzierung der Spitzenleistung.

Im Rahmen einer gewählten Fallstudie bildete der Lastverlauf der einzelnen Netznutzer die Grundlage für die Abbildung des Lastverlaufs im Niederspannungsnetz. Die Netznutzer wurden entsprechend ihrer Haushaltsgröße gruppiert und die Anzahl auf die Größe des Referenznetzgebietes skaliert. Als Untersuchungsparameter wurden die Leistungsreduktion, die Integration Erneuerbarer Energien sowie die Kompatibilität zu variablen Strompreisen definiert. Wobei die beiden letzteren über den Korrelationskoeffizienten dargestellt wurden. Ein Referenzentgelt sowie modifizierte Entgelte je Ansatz wurden untersucht und verglichen.

Die grundlegende Aussage für multivariable Netznutzungsentgelte ist, dass die Effekte stark von der zeitlichen Verteilung der Tarifstufen abhängen. Jedoch ermöglichen die Entgelte die Erreichung differenzierter Ziele. Bei entsprechender Gestaltung der Netzentgelte wurde eine Reduzierung der Spitzenleistung bis zu 10% erreicht. Dies schloss aber gleichzeitig eine verbesserte Integration fluktuierender Erzeugungsanlagen aus. Beide Zielansätze sind gegenläufig. Eine signifikante Verbesserung der Integration wurde bei Wahl eines entsprechenden Tarifs erreicht. Jedoch konnte der Verbrauch nie der Einspeisung angepasst werden, weil die unbeeinflusste Last zu stark von dieser abweicht. Bezüglich der Kompatibilität zu Strompreisen sind Netzentgelte mit einer leistungsreduzierenden Ausgestaltung zu bevorzugen, weil deren Effekte zeitversetzt zu denen der Stromtarife auftreten und dadurch keine gegenläufigen Auswirkungen bewirken.

Eine solche Heterogenität der Auswirkungen war bei der unterschiedlich gestalteten Netzentgelt-Flatrate nicht zu erkennen. Eine Reduzierung der Spitzenleistung wurde durchgängig festgestellt, wobei der Unterschied zwischen der Referenz-Flatrate (8%) und den modifizierten Flatrates (12%) durch die Senkung der Flatrate-Stufe 1 von 12kW auf 10kW zu begründen ist. Die Auswirkung auf die Integration fluktuierender Einspeiser ist marginal, so dass eine Anpassung des Lastverlaufes an das Einspeiseprofil nicht erreicht werden konnte. Die Korrelation war bei allen untersuchten Flatrate-Tarifen annähernd null. Die Kompatibilität zu variablen Stromtarifen ist in geringerem Umfang gegeben als bei multivariable Netzentgelten. Über den gesamten Lastverlauf weisen die Beeinflussungstendenzen der Netzentgelt-Flatrate eine leicht entgegengesetzte Richtung zu denen des Stromtarifs auf.

Umsetzungskonzept

Kernaussage 5: Notwendige Voraussetzungen für eine Umsetzung stellen der fehlende flächendeckende Einsatz von Smart Metern und die Anpassung der Ermittlungsgrundsätze für Netzentgelte dar. Auf Ebene der Netznutzer ist die Barriere der Nutzergruppendifferenzierung sowie der Anreizwahrnehmung zu überwinden.

Die grundlegende Annahme bei der Einführung neuer Netzentgeltsystematiken ist die Trennung der Verantwortungsbereiche zwischen dem Lieferanten und dem Netzbetreiber. Der Netzbetreiber beeinflusst über die Netzentgelte die Leistungsentnahme, der Lieferant über die Stromtarife den Energieverbrauch.

Für die Umsetzung der neuen Netzentgeltsystematiken ist entscheidend, an welche Grenzen sie stoßen. Diese Grenzen sind auf technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Ebene zu überwinden. Grundsätzlich sind immer die Zielrichtungen beider beteiligter Akteure, Netzbetreiber und Lieferant, zu berücksichtigen. Dementsprechend ist die Umsetzung der multivariablen Netznutzungsentgelte weiterhin als Bestandteil des Stromtarifs realisierbar. Die Effekte bezüglich des Verbraucherverhaltens hängen stark von den wahrgenommenen Anreizen ab. Inwieweit die Anreize des Netzbetreibers beim Netznutzer ankommen, liegt dabei im Macht- und Verantwortungsbereich des Lieferanten. Für die Netzentgelt-Flatrate liegt die Umsetzung in der Verantwortung der Netzbetreiber. Als Voraussetzung sind der flächendeckende Einsatz von Smart Metern sowie die Vernetzung der Komponenten des Energieversorgungssystem unabdingbar. Ebenso sind die gesetzlichen Vorgaben bezüglich der Ortsunabhängigkeit der Entnahme sowie des Arbeits- und Leistungspreisprinzips anzupassen.

Unter der Bedingung, dass die Einnahmen aus den Netzentgelten die Netzkosten decken, ist eine wirtschaftliche Machbarkeit gegeben. Dies trifft bei vollständiger Umsetzung der Berechnungsansätze zu. Die politisch gewollte Umsetzung ist aufgrund der Aufhebung des Diskriminierungsverbots (ländliche Nutzer zahlen mehr als Städtische) fragwürdig und bildet einen Haupthinderungsgrund für zukünftige Netznutzungsentgelte.

6.2 Ausblick für zukünftige Forschungsarbeiten

Die Ergebnisse der Arbeit decken nur einen Ausschnitt des Themenfeldes der Netzbetriebsführung auf Verteilernetzebene ab – die Beeinflussung des Lastverlaufs im Niederspannungsnetz durch alternative Netznutzungsentgelte. Darüber hinaus bieten die Ergebnisse Ansatzpunkte für weiterführende Untersuchungen für das energie- und netztechnische, das wirtschaftlich und rechtliche sowie sozio-ökonomische Forschungsumfeld. Ausgewählte Anknüpfungspunkte an diese Arbeit sind in Form von Thesen abschließend aufgeführt.

These 1: Die ermittelten Kriterien für Netznutzungsentgelte entsprechen der Ausrichtung des zukünftigen Energieversorgungsnetzes.

These 2: Das reale Potenzial zur Leistungsreduzierung deckt sich mit den Ergebnissen der Simulation.

These 3: Die direkte Steuerung von fluktuierenden Erzeugungsanlagen hat größere Bedeutung für die Netzbetriebsführung als die indirekte Beeinflussung der Last.

These 4: Eine gleichzeitige Umsetzung der Ziele von Netzbetreiber und Lieferant ist nicht ohne weiteres möglich, da Zielkonflikte zwischen beiden bestehen.

These 5: Sowohl für Netzbetreiber als auch für Netznutzer ist die Einführung von Kapazitätsentgelten (Flatrate) vorteilhaft.

These 6: Alternative Netzentgelte begünstigen die Einführung von Elektrofahrzeugen und –speichern.

These 7: Eine Differenzierung der Netznutzungsentgelte wird durch die Netznutzer akzeptiert.

These 8: Die durch den Kunden wahrgenommenen Effekte des Preissignals sind bei der Netzentgelt-Flatrate größer als bei den multivariablen Netznutzungsentgelten.

These 9: Die Diskriminierung einzelner Nutzergruppen aufgrund ihres Anschlussortes ist das größte Hindernis hinsichtlich der Umsetzung

These 10: Die Netznutzungsentgelte werden zukünftig nur über einen Leistungspreis abgerechnet.

7 Literaturverzeichnis

- [1] BNetzA, "Smart Grids und Smart Market - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems“, 2011, [Online], http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPaper.pdf;jsessionid=190395796FB684B2CDD0376DBCD4B3A7?__blob=publicationFile&v=2 (2013, Aug.).
- [2] BDEW, "BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, 2013, [Online], http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap_Smart_Grids.pdf (2013, Aug.).
- [3] Europäische Kommission, "Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG“, Brüssel, 2011.
- [4] Bundesregierung, "Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)“, Berlin, 2011.
- [5] Bundesregierung, "Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV)“, Berlin, 2007.
- [6] Bundesregierung, "Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - Strom NEV)“, Berlin, 2007.
- [7] VDEW, "Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten“, Berlin, 2007.
- [8] O. Franz et al, "Potenziale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“, Bad Honnef, 2006.
- [9] EWE AG, "Schlussbericht eTelligence“, Cuxhaven, 2013.
- [10] F. Papasjan et al, "Steuerung des Kundenverbrauchs mit Hilfe von dynamischen Tarifen und Kozept zur Engpassbeseitigung im E-Energy-Projekt MeRegio“ vorgestellt auf ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [11] G. Paetz et al, "Erfahrungen mit dynamischen Tarifkonzepten im intelligenten Haus“ vorgestellt auf ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [12] M. Wedler et al, "Beteiligung verschiedener Kunden am Energiemarkt der Zukunft in E-Energy mit Beispielen aus den Modellregionen RegModHarz und eTelligence“ vorgestellt auf ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [13] D. Nestle et al, "Integration dezentraler und erneuerbarer Energien durch variable Strompreise im liberalisierten Energiemarkt“, Springer Verlag, Berlin, 2009.
- [14] T. Zierdt et al, "Lastvariable Tarifmodelle in Privathaushalten - reine Theorie oder praxistaugliche Zukunft?“ vorgestellt auf ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [15] C. Kang et al, "Transition of Tariff Structure and Distribution Pricing in China“, vorgestellt auf IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, 2011.
- [16] J. L. Mathieu et al, "Residential Demand Response Program Design: Engineering and Economic Perspectives“ vorgestellt auf 10th European Energy Market Conference, Stockholm, 2013.

- [17] S. Widergren. et al, "Residential Real-time Price Response Simulation", vorgestellt auf IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, 2011.
- [18] M. P. Rodgriuez Ortega, "Distribution network tariffs: A closed question?" in *Energy Policy*, Ausgabe 36, 2008, SS. 1712-1725.
- [19] P. Selzam et al, "Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber" vorgestellt auf ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [20] C. Bartusch et al, "Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception" in *Energy Policy*, Ausgabe 39, 2011, SS. 5008-5025.
- [21] P. Sotkiewicz et al, "Nodal Pricing for Distribution Networks: Efficient Pricing for Efficiency Enhancing DG" in *Transaction on Power Systems*, Ausgabe 21, No.2, 2006, SS. 1013-1014.
- [22] L. Lima et al, "From Voltage Level to Locational Pricing of Distribution Network: the Brazilian Experience", vorgestellt auf IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, 2011.
- [23] F. Li, Network "Charging Methodologies for Distribution Networks" vorgestellt auf IRIN-Abschlusskonferenz, Berlin, 2011.
- [24] C. Brandstädt et al, "Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: what works and what not?" in *Bremer Energy Working Papers*, No.07, 2011.
- [25] N. Friedrichsen et al, "Intelligente Netzbepreisung - Smart Contracts" vorgestellt auf IRIN-Abschlusskonferenz, Berlin, 2011.
- [26] LUT Energia, "Tariff scheme options for distribution system operators", Lappeenranta, 2012.
- [27] M. Fiedeldey et al; "Anwendung statischer und dynamischer Strompreis-Anreizmodelle im Virtual Power System Allgäu", vorgestellt auf ETG Kongress, Würzburg, 2011.
- [28] V. Niemeyer, "Customer Response to Electricity Prices - Informations to Support Wholesale Pricing Forecasting and Market Analysis", Palo Alto, 2001.
- [29] G. Bärwaldt et al, "Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf der Basis stochastischer Haushaltslastprofile", TU Braunschweig, 2008.
- [30] E. de Lange, "Shapes in a Smart Grid with PHEV Penetration", Masterarbeit, University of Pretoria, 2008.
- [31] A. Faruqui et al, "Household Response to dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the empirical Evidence", 2010, [Online], http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1134132 (2013, Aug.)
- [32] L. Dale et al, "Price Impact on the Demand for Water and Energy in California Residences", 2009, [Online], <http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-500-2009-032/CEC-500-2009-032-F.PDF> (2013, Aug.)
- [33] A. Alberini et al, "Response of Residential Electricity Demand to Price: The Effect of Measurement Error" in *CEPE Working Paper*, No.75, 2010.

- [34] M. Xu et al, "A hybrid society model for simulating residential electricity consumption" in *International Journal Of Electrical Power & Energy Systems*, Ausgabe 30, 2008, SS. 569-574.
- [35] S. Shao et al, "Impact of TOU Rates on Distribution Load Shapes in a Smart Grid with PHEV Penetration", in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Smart Solutions for a Changing World*, 2010.
- [36] J. Mühlstein, "Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung", 2005, [Online], <http://mobile.energieverbraucher.de/files/download/file/0/1/0/12851.pdf> (2012, Jul.)
- [37] VDEW, "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische neergie und über Prinzipien der Netznutzung", 2001.
- [38] UK Power Networks, "Use of the Electricity Distribution System - Effective from 1st April 2013", [Online], [http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/documents/UKPN%20%28IDNO%29%20Ltd%20Final%20DUoS%20Charging%20Stat](http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/documents/UKPN%20%28IDNO%29%20Ltd%20Final%20DUoS%20Charging%20Statement%20Effective%201Apr13%20V2.0.pdf) [ement%20Effective%201Apr13%20V2.0.pdf](http://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/documents/UKPN%20%28IDNO%29%20Ltd%20Final%20DUoS%20Charging%20Statement%20Effective%201Apr13%20V2.0.pdf), (2013, Aug.).
- [39] Helsingin Energia, "Electricity distribution tariffs - Effective as of 1.1.2013", [Online], [http://www.helen.fi/Documents/Hinnasto%20-%20HSV%20-%20enkku/Distribution-](http://www.helen.fi/Documents/Hinnasto%20-%20HSV%20-%20enkku/Distribution-tariffs.pdf) [tariffs.pdf](http://www.helen.fi/Documents/Hinnasto%20-%20HSV%20-%20enkku/Distribution-tariffs.pdf) (2013, Aug.).
- [40] ERDF, "Tarif d'Utilisation du Réseau Public de Distribution d'Électricité - TURPE 3: tarif en vigueur au 1er août 2013", [Online], http://www.erdfdistribution.fr/medias/Institutionnel/TURPE_3ter_Plaquette.pdf (2013, Aug.).
- [41] ESB Networks, "ESB. Schedule of Distribution Use of System Charges 1st October 2012 - 30th September 2013", [Online], [http://www.bravoenergy.ie/v2/images/Reports/DUoS%20Charges%202012-](http://www.bravoenergy.ie/v2/images/Reports/DUoS%20Charges%202012-13%20CER12127.pdf) [13%20CER12127.pdf](http://www.bravoenergy.ie/v2/images/Reports/DUoS%20Charges%202012-13%20CER12127.pdf) (2013, Aug.).
- [42] ENEL, "Componenti tariffarie A, UC, MCT: componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico", [Online], [http://www.enel.it/it-](http://www.enel.it/it-IT/doc/reti/enel_distribuzione/venditori_oneri_a_uc_mensili_2013_2.pdf) [IT/doc/reti/enel_distribuzione/venditori_oneri_a_uc_mensili_2013_2.pdf](http://www.enel.it/it-IT/doc/reti/enel_distribuzione/venditori_oneri_a_uc_mensili_2013_2.pdf) (2013, Jul.).
- [43] Endinet, "Tarievenblad Endinet B.V. voor kleinverbruikers elektriciteit met ingang van 1 januari 2013", [Online], <http://www.endinet.nl/files.aspx?pid=8015196&fid=26006686> (2013, Jul.).
- [44] P. T. Jensen Lund et al, "Annual Report 2011 - The Norwegian Energy Regulator. Oslo : Norwegian Water Resources and Energy Directorate", 2012.
- [45] Energie Control Austria, "Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden", Wien, 2013.
- [46] H. B. Robles, "Gavle Energi (Swedish) electricity distribution tariff", [Online], [http://www.ameu.co.za/library/convention-documents/2008-convention/2008-](http://www.ameu.co.za/library/convention-documents/2008-convention/2008-papers/8.%20Herlita%20Bobadilla%20Robles.pdf) [papers/8.%20Herlita%20Bobadilla%20Robles.pdf](http://www.ameu.co.za/library/convention-documents/2008-convention/2008-papers/8.%20Herlita%20Bobadilla%20Robles.pdf) (2013, Jul.).
- [47] M. Bettler et al, "Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz", 2011, [Online], http://www.strom.ch/uploads/media/NNMV_2011_D_01.pdf (2013, Aug.).

- [48] F. M. Scharfhausen, "Electricity Tariff Structure: The Spanish case", 2009, [Online], <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/El%20Sistema%20tarifario%20en%20Espa%C3%B1a%20%28ingl%C3%A9s%29%20-%20MARTI.pdf> (2013, Aug.).
- [49] J. Firt, "The Energy Regulatory Office's Price Decision No. 5/2010 of 30 November 2010 laying down fixed prices of electricity distribution to customers connected to low voltage networks", http://www.eru.cz/user_data/files/english/Price%20decision/CR5_2010EN.pdf (2013, Aug.).
- [50] F. Sensfuß, "The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany", in *Energy Policy*, Ausgabe 36, 2008, SS. 3086-3394.
- [51] S. Bode, "Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis", in *Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv*, 2006.
- [52] A. Odlyzko, "Internet pricing and the history of communications" in *Computer Networks*, Ausgabe 36, 2001, SS. 493-517.
- [53] VDEW, "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten", Frankfurt, 1998.
- [54] VDEW, "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie", Frankfurt, 1999.
- [55] J. Altmann, "How to charge for network services - flat-rate or usage-based?" in *Computer Networks*, Ausgabe 36, 2001, SS. 519-534.
- [56] A. Ockenfels, "Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX", 2008, [Online], http://cdn.eex.com/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf (2012, Jan.).
- [57] A. Odlyzko, "A modest proposal for preventing Internet congestion", 1997, [Online], <http://www.dtc.umn.edu/~odlyzko/doc/modest.proposal.pdf> (2012, Jan.).
- [58] L. McKnight, "Pricing Internet services: after flat rate" in *Telecommunications Policy*, Ausgabe 24, 2000.
- [59] D. Phillips, "Nodal Pricing Basics", 2004, [Online], http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/consult/mep/LMP_NodalBasics_2004jan14.pdf, (2011, Aug.).
- [60] National Grid, "The Statement of Use of System Charges - Effective from 1 April 2011", 2011, [Online], <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=11854> (2012, Apr.).
- [61] F. P. Hansen, "Stromhandel und Engpassmanagement - eine nicht nur europäische Perspektive", 2007, [Online], http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/forschung/energie/ko_e_strw07/Hansen.pdf (2011, Aug.).
- [62] EMCC, "The Concept of Market Coupling, 2011, [Online], <http://www.marketcoupling.com/market-coupling/concept-of-market-coupling> (2011, Aug.).
- [63] P. Schavemaker, "Electrical Power System Essentials", West Sussex : John Wiley Sons Ltd., 2008.
- [64] Bundesregierung, "Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)", Berlin., 2011.

- [65] U. Borszcz, "Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft", Doktorarbeit, Fachbereich 4 – Wirtschafts- und Rechtswissenschaften, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2003.
- [66] Bundesnetzagentur, "Statistikbericht EEG 2008", 2010, [Online], <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/153014/publicationFile/6555/100427StatistikberichtEEG2008pdf.pdf> (2011, Aug.).
- [67] DEWI; "DEWI Statistik 2010", 2010, [Online], http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/D_2010_1HJ_Statistik.pdf (2011, Aug.).
- [68] H. Meier, "Repräsentative VDEW-Lastprofile", Frankfurt, 1999.
- [69] H.-J. Haubrich et al, "Verteilung und Speicherung elektrischer Energie", Ausgabe 4, Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 1995.
- [70] 50Hertz Transmission GmbH, "Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung", 2011, [Online], http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm/papp/apc_nextgen_inter_trm-prod:EEG_Energy_Input_Process_Application/http://miniapp-internet.corp.transmission-it.de:8081/ma-trm-energyinputprocess/Main.action (2011, Aug.).
- [71] ÜNB, "Regionenmodell Stromtransport 2013", 2009, [Online], http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/08_Regionenmodell_Stromtransport_2013_090901.pdf (2011, Sep.).
- [72] BMU, "Erneuerbare Energien in Zahlen", 2010, [Online], http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf (2011, Mär.).
- [73] BMWi, "Energiedaten", 2009, [Online], <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch6-kennziffern,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls> (2011, Mär.).
- [74] DWD, "Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Jahressummen 2009", 2010, [Online], http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/Jahressummen/2009,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/2009.pdf (2010, Okt.).
- [75] BSW-Solar, "Energieertrag einer Photovoltaikanlage", , <http://www.solarintegration.de/index.php?id=118> (2010, Okt.).
- [76] N. Lake, E-Mail Korrespondenz vom 27. Oktober 2011.
- [77] EWE Netz, "Preisblatt 1 - Netzentgelte Strom für Kunden mit Leistungsmessung", 2011, [Online], http://www.ewe-netz.de/data/strom_netzentgelte_2011.zip (2011, Jun.).
- [78] EWE Netz, "Preisblatt 4 - Netzentgelte Strom für Kunden ohne Leistungsmessung", [Online], http://www.ewe-netz.de/data/strom_netzentgelte_2011.zip (2011, Jun.).
- [79] W. Kaufmann, "Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme", Frankfurt : VDE-Verlag , 1995.
- [80] "DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen ", DKE Norm, 2011.

- [81] Statistisches Bundesamt, "Haushalte & Familie", [Online,] 2011, <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Bevoelkerung/HaushalteFamilien/Tabellen/Content100/Haushaltsgroesse,templateId=renderPrint.phtml#Fussnote1> (2011, Aug.).
- [82] Martin Gebauer et al, "Strombedarf deutscher Haushalte", Projektarbeit, Institut für Elektrische Energietechnik, Fachhochschule Köln, 2008.
- [83] E-Bridge, "Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020", 2011, [Online], [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/\\$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf) (2011, Sep.).
- [84] Stadtwerke Ilmenau, "Netzdaten Strom – Strukturdaten", [Online], 2013, <http://stadtwerke-ilmenau.net/CMS/images/stories/PDF/Netz/Strom/paragraf-27-stromnev.pdf> (2013, Aug.).
- [85] Stadtwerke Ilmenau, "Netzdaten Strom – Netzdaten", [Online], <http://stadtwerke-ilmenau.net/CMS/images/stories/PDF/Netz/Strom/paragraf-1017-stromnev.pdf> (2013, Aug.).
- [86] D. Westermann et al, "Smart Metering - Zwischen technischer Herausforderung und gesellschaftlicher Akzeptanz", Ilmenau : Universitätsverlag Ilmenau, 2013.
- [87] S. Naumann et al, "Customer behavior model for load adjustment and tariff forming", vorgestellt auf 3rd Solar Integration Workshop, London, 2013.
- [88] J. Nipkov et al, "Der typische Haushalt-Stromverbrauch", in *Bulletin SEV/VSE*, Ausgabe 19, 2007, SS. 24-26
- [89] H. Rinne, "Taschenbuch der Statistik", Frankfurt am Main : Verlag Harri Deutsch, 1997.
- [90] M. Hoffmann, "Solareinspeisung", E-Mail Korrespondenz vom 29. August 2013.
- [91] Stadtwerke Ilmenau, "Anlagenstammdaten Stand 31.12.2012", 2013, [Online], http://stadtwerke-ilmenau.net/CMS/images/stories/PDF/Netz/Strom/eegv2012_anlagenstammdaten.pdf (2013, Aug.).
- [92] BMWi, "Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung", 2010, [Online], http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf (2010, Aug.).
- [93] E. Heringhaus, "Smart Home Standard auf der CeBIT: digitalSTROM präsentiert das smarte Zuhause", 2013, [Online], http://www.digitalstrom.com/out/digitalstrom/img/press/pdf/Pressemitteilung_CeBIT_Preview_digitalSTROM_2013_01_23.pdf (2013, Nov.).
- [94] BDI, "Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft", Berlin : Industrieförderung Gesellschaft mbH, 2008.
- [95] Statistisches Bundesamt, "Wohnen", 2012, [Online], <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Tabellen/HaushaltsstrukturDeutschland.html> (2013, Feb.).
- [96] Mediadata Südwest, "Fernsehnutzung Deutschland", 2012, [Online], <http://www.mediadata.de/index.php?id=fernsehen-fernsehnutzung-d> (2012, Nov.).

- [97] B. van Eimeren et al, "76 Prozent der Deutschen online - neue Nutzungssituationen durch mobile Endgeräte", in *Media Perspektiven* 7-8, 2012, SS.362-379.
- [98] Stadtwerke München, "Netzdaten", 2010, [Online], <http://www.swm-infrastruktur.de/de/strom/netzstrukturdaten/netzdaten.html> (2011, Jan.).
- [99] DEWI, "DEWI Statistik 2009", 2009, [Online], http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/100127_PM_Dateien/DEWI_Statistik_2009.pdf (2010, Okt.).
- [100] J. Jargstorf et al, "Capacity-Based Grid Fees for Residential Customers", vorgestellt auf 10th European Energy Market Conference, Stockholm, 2013.
- [101] Stadtwerke Ilmenau, "Preisblätter der Stadtwerke Ilmenau GmbH für den Netzzugang Strom inkl. vorgelagerter Netze gültig ab 01.01.2013", 2013, [Online] 2013, http://stadtwerke-ilmenau.net/CMS/images/stories/PDF/Netz/Strom/Preisblatt_Strom_2013_KoL.pdf (2013, Aug.).

Anhang

Anhang A: Gleichzeitigkeitsfunktionen

Die Gleichzeitigkeitsfunktionen werden für zwei Bereiche definiert. Die Gerade g_1 ist für den Bereich zwischen 0 und 2500 Benutzungsstunden und Gerade g_2 für 2500 bis 8760 Benutzungsstunden definiert. Dabei werden die Geraden über folgende Gleichungen beschrieben [6].

$$g_1(T) = \frac{b-a}{2.500 \frac{h}{a}} \cdot T + a \quad (\text{A.1})$$

$$g_2(T) = \frac{1-b}{8.760 \frac{h}{a} - 2.500 \frac{h}{a}} \cdot (T - 2.500 \frac{h}{a}) + b \quad (\text{A.2})$$

mit: a - Schnittpunkt $g_1(T)$ mit der y-Achse,

b - Wert von $g_2(T)$ bei 2500 Jahresbenutzungsstunden,

T - Jahresbenutzungsstunden.

Anhang B: Liste der Netzbetreiber

Tabelle B.1: Liste der Netzbetreiber

	Nr.	Name	Quelle
Netzbetreiber großstädtischer Gebiete	1	Stadtwerke Magdeburg	http://www.swm-netze.de/32.php
	2	Netz Halle	http://www.netz-halle.de/index.asp?MenuID=1925
	3	Stadtwerke Lübeck	http://www.sw-luebecknetz.de/stromnetz/daten.html
	4	Enercity Netz Hannover	http://www.enercity-netz.de/eNG/zugang/strom/netzdaten/index.html
	5	Braunschweiger Netz GmbH	http://www.bs-netz.de/index.php?id=360
	6	Stadtwerke Aachen	http://www.stawag-netz.de/stromnetz/netzdaten/energiewirtschaftliche_daten.html
	7	Netzdienste Rhein-Main Frankfurt	http://www.nrm-netzdienste.de/nrm/netznutzung/14469.jsp

	Nr.	Name	Quelle
	8	ESWE Netz GmbH Wiesbaden	http://www.eswe-netz.de/veroeffentlichungen-bna/netzdaten
	9	Stadtwerke Jena	http://www.stadtwerke-jena.de/startseite/netzbetrieb/netzbetrieb_strom/energiedaten.html
	10	Stadtwerke Saarbrücken	http://www.saarbruecker-stadtwerke.de/de/dienstleistungen/stromnetz/netzstrukturdaten
	11	24/7 Netze Offenbach	http://www.24-7-netze.de/cms/247_netze/de/netzzugang/netzzugang_strom/veroeffentlichungspflichten_1/netzstrukturdaten/Netzstrukturdaten.jsp
	12	Stadtwerke Karlsruhe	http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka/netze/Strom/netzdaten.php
	13	Gera Netz GmbH	http://www.geranetz.de/page/strom/veroeffentlichungen/_17abs_2stromnztv/
	14	Stadtwerke Augsburg	http://www.stadtwerke-netze.de/strom/veroeffentlichungspflichten.php
	15	Stadtwerke München	http://www.swm-infrastruktur.de/swm-infrastruktur/strom/netzstrukturdaten.html
	16	Kommunale Netzgesellschaft Südwest mbH Ludwigshafen	http://www.kns-mbh.de/knsGips/KNS-Netz/kns-mbh.de/Netzgebiete/Netzgebiet_Ludwigshafen/Stromnetz/StromNZV-17-Veroeffentlichung-hafen.csv
	17	Stadtwerke Osnabrück	http://www.stadtwerke-osnabrueck.de/energie-wasser/netznutzung/netznutzung-strom/energiestrukturdaten-netzverluste.html
	18	Stadtwerke Münster	http://www.netze-stadtwerke-muenster.de/featureGips/Gips?SessionMandant=SW-Muens-ter&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=547&Mandantkuerzel=SW-Muenster&Navigation=J
	19	REWAG Netz GmbH Regensburg	http://www.rewag-netz.de/pages/netzstrukturdaten.htm
	20	Stadtwerke Düsseldorf	http://www.swd-netz.de/download/lastgaenge_Netzbilanz.csv
	21	Stadtwerke Ilmenau	https://www.stadtwerke-ilmenau.de/index.php?option=com_content&task=view&id=14&Itemid=18
	22	Stadtwerke Arnstadt	http://www.stadtwerke-arnstadt.de/netz/index.html
	23	Energienetze Weimar	http://www.enwg-weimar.de/tech-strom-daten.php
	24	Stadtwerke Saalfeld	http://www.stadtwerke-saalfeld-netz.de/www/netze/index/netzinformationen/strom/netzstrukturdaten/
	25	Energieversorgung Rudolstadt Netze	http://www.evr-netze.de/

	Nr.	Name	Quelle
Netzbetreiber mittelstädtischer Gebiete	26	Stadtwerke Greifswald	http://www.sw-greifswald.de/www/netze-enwg/stromnetz/energiestrukturdaten-1/energiestrukturdaten
	27	Stadtwerke Wismar	http://www.sw-wismar-netz.de/Lastgaenge_Strom.242.html?
	28	Stadtwerke Hameln	http://www.stadtwerke-hameln.de/index.php/produkte/strom/veroeffentlichungen
	29	Stromversorgung Garbsen	http://www.stromversorgung-garbsen.de/Default.aspx?id=1015&ch=1&n=d8e6d67bb7ae45eebc0f6e322a51eef0
	30	Niederrheinwerke Netz Viersen	http://niederrheinwerke-netz.avenit.de/index.php?id=30&lang=de
	31	Stadtwerke Borken	http://www.stadtwerke-borken.de/netze/veroeffentlichungspflichten/strom.html
	32	Stadtwerke Haltern	http://www.stadtwerke-haltern.de/index.php?id=489
	33	Kommunale Netzgesellschaft Südwest mbH Kaiserslautern	http://www.kns-mbh.de/knsGips/KNS-Netz/kns-mbh.de/Netzgebiete/Netzgebiet_Kaiserslautern/Stromnetz/StromNZV-17-Veroeffentlichung-utern.csv
	34	Stadtwerke Neustadt	http://www.stadtwerkeneustadt.de/content/e4/e185/e208/index_ger.html
	35	Stadtwerke Frankenthal	http://www.stw-frankenthal.de/index.php?id=89
	36	Netzdienste Rhein-Main Hanau	http://www.nrm-netzdienste.de/nrm/netznutzung/14470.jsp
	37	Maintalwerke	http://www.maintal-werke.de/index.php?id=244
	38	Stadtwerke Baden-Baden	http://www.stadtwerke-baden-baden.de/relaunch/netzzugang/strom/netzdaten/laststruktur.php
	39	Stadtwerke Radolfzell	http://www.stadtwerke-radolfzell.de/index.php?id=129
	40	Stadtwerke Schwäbisch Gmünd	http://www.stwgd.de/ews_n_profil.html
	41	VWEW Energie Kaufbeuren	http://www.vwew-kaufbeuren.de/netzdaten09.php
	42	Stadtwerke Dachau	http://www.stadtwerke-dachau.de/
	43	Stadtwerke Lingen	http://www.stadtwerke-lingen.de/de/netz/veroeffentlichungsdaten/strom/veroeffentlichungsdaten_strom.html
	44	Stadtwerke Güstrow	http://www.stadtwerke-guestrow.de/Netzstrukturdaten.1621.html?
	45	Stadtwerke Buchholz	http://www.gipsprojekt.de/buchholzGips/Gips?SessionMandant=Buchholz&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=8&Mandantkuerzel=Bu

	Nr.	Name	Quelle
			chholz&Navigation=J
	46	Stadtwerke Winsen	https://www.stw-winsen.de/strom-energiestrukturdaten.php
	47	Ewa Netze Altenburg	http://www.ewa-altenburg.de/www/ewanetze/strom/veroeffentlichungen/
	48	Stadtwerke Einbeck	https://www.norddeutsche-alli-anz.de/veroeffentlichung/frameset.php?id=19&site=1&werk=&beg=1&navi=strom
	49	Teutoburger Energie Netzwerk eG Hagen	http://www.ten-eg.de/geschaeftskunden/netzbetrieb-strom/energiestrukturdaten
Netzbetreiber ländlicher Gebiete	50	Stadtwerke Meerane	http://www.sw-meerane.de/meeraneGips/Gips?SessionMandant=SW-Meera-ne&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=18&Mandantkuerzel=SW-Meerane&Navigation=J
	51	NVB GmbH Nordhorn	http://www.nvb-nordhorn.de/content.php?item=15
	52	Stadtwerke Schütt-dorf	http://www.stadtwerke-schuettorf.de/content.php?item=82&
	53	Stadtwerke Oesnitz	http://swo.bsserver.de/cms/index.php?site=content_template_infosite_picture_three&cl1=18&cl2=24&catID=24&hi=1
	54	Stadtwerke Weiß-wasser	http://www.stadtwerke-weisswasser.de/netz/stromnetz/netzdaten/lastgaenge
	55	Stadtwerke Schkeu-ditz	http://www.stadtwerke-schkeuditz.de/netze/netzzugang/strom/
	56	Energienetze Schwarza GmbH	http://www.ens-schwarza.de/
	57	Stadtwerke Eisen-berg	http://www.stadtwerke-eisenberg.de/c_eisenberg/index1.html
	58	Stadtwerke Stadtro-da	http://www.sws-netze.de/stadtrodaGips/Gips?SessionMandant=Stadtroda&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=1181&Mandantkuerzel=Stadtroda&Navigation=J
	59	Greizer Energienetze GmbH	http://www.evgreiz.de/Netz/startstrom.html
	60	Stadtwerke Luckau-Lübbenau	http://www.stadtwerke-luckau-luebbenau.de/
	61	Stadtwerke Waren	http://www.stadtwerke-waren.de/06,05,05.html
	62	Stadtwerke Malchow	http://www.stadtwerke-mal-chow.de/www/index.php?option=com_content&view=article&id=121&It

	Nr.	Name	Quelle
			emid=126
	63	Energieversorgung Dahlenburg-Bleckede AG	http://www.kraftwerk-bleckede.de/lz_Seiten03/netzrelevantdaten_bleckede.html
	64	Gemeindewerke Schönkirchen	http://www.gemeindewerke-schoenkirchen.de/54.html
	65	Stadtwerke Glückstadt	http://www.norddeutsche-alli-anz.de/veroeffentlichung/frameset.php?id=37&site=1&werk=&beg=1&navi=strom
	66	Elektrizitätsgenossenschaft Wittmund	http://www.eg-wittmund.de/index.php?id=138
	67	Stadtwerke Zeven	http://zeven.gipsprojekt.de/zevenGips/Gips?SessionMandant=Zeven&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=3614&Mandantkuerzel=Zeven&Navigation=J
	68	Stadtwerke Schne- verdingen	http://www.stadtwerke-schneverdingen.de/de/strom/Netzbetrieb/Netzstrukturdaten.php?navid=29
	69	Gemeindewerke Bovenden	http://www.gemeindewerke-bovenden.de/staticsite/staticsite.php?menuid=117&topmenu=79&keepmenu=inactive
	70	Stadtwerke Heiligen- stadt	http://www.stadtwerke-heiligenstadt.de/index.php?id=120
	71	Stadtwerke Bad Lau- terberg	http://www.harzstrom.de/site/de/176/netzdaten.html
	72	Stadtwerke Rhede	http://www.stadtwerke-rhe-de.de/appc/content_manager/page.php?ID=3788&dbc=938931fc6db932ba32de55a6a4bb5d0f
	73	Elektrizitätsversor- gung Meckenheim	http://www.ewerk-meckenheim-pfalz.de/
	74	Stadtwerke Lam- brecht	http://www.sw-lambrecht.de/index.php?men=46
	75	Stadtwerke Rade- vormwald	http://www.s-w-r.de/netze/index.php?section=strom_energiedaten
	76	Energieversorgung Inselsberg GmbH	http://www.evi-ener-gy.de/evienergyGips/Gips?Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=8&Mandantkuerzel=EVI-Energy&Navigation=J

Anhang C: Umsetzung des Berechnungsmodells multivariable Netzentgelte

Dieser Abschnitt dient der Vorstellung eines Berechnungs- und Visualisierungswerkzeuges für die multivariablen Netznutzungsentgelte. Über eine grafische Benutzeroberfläche lassen sich Inputparameter eingeben und die Ergebnisse vielfältig anzeigen. Im Folgenden werden der Aufbau und die Bedienung des Softwaretools beschrieben.

Die Oberfläche unterteilt sich in drei Bereiche. Der obere linke Bereich dient der Eingabe der Ausgangsgrößen. Dies sind einerseits die Kostenträgerkosten in Euro sowie die Jahreshöchstlast in MW. Die Eingaben sind für jede Netzebene vorzunehmen. Über die Popupliste ist die Netzebene zu wählen, für welche die Netzentgelte berechnet werden sollen. Andererseits lassen sich über die Strukturgebiete die verschiedenen Siedlungsgebiete – ländlich, mittelstädtisch, großstädtisch – auswählen. Zusätzlich ist der Standort in Bezug auf die Wind- und Photovoltaikzone (Zonenkombinationen) wählen. Diese beiden Eingabeparameter lassen sich über die Felder „PV-Gebiet“ und „Windgebiet“ setzen. Die Fragezeichenbuttons über den Auswahlfeldern für die PV- und Windgebiete öffnen bei Betätigen der Buttons entsprechende Karten, auf denen die PV- und Windgebiete für Deutschland grafisch dargestellt sind. Den dritten Einstellbereich bilden die Tariffaktoren. Werte für die Faktoren können entweder manuell eingegeben werden oder die voreingestellten Werte werden übernommen (Niedertarif 0,5, Mitteltarif 1,0, Hochtarif 1,5). Die Eingabe erlaubt nur Werte, bei der der Durchschnitt aller drei Faktoren eins ist, d.h. wenn zwei Werte eingegeben sind, wird der dritte automatisch berechnet, wenn das entsprechende Feld angeklickt oder mit Enter bestätigt wird. Durch betätigen des Berechnen-Buttons wird im oberen rechten Bereich zunächst nur das Netzentgelt gemäß der aktuellen Berechnungsmethode ermittelt und im Feld Standard angezeigt. Die automatische Einblendung der Tariffhöhen in den Ausgabefeldern erfolgt nicht durch das Drücken des „Berechnen-Button“, da die Tariffhöhen abhängig vom Typtag sind. Nachdem „Berechnen“ gedrückt, ist ein Typtag aus dem Feld „Typtage“ zu wählen, um die Tariffhöhen in den Ausgabefeldern „Netzentgelt“ und „Übersicht“ anzeigen zu lassen. Die Werte werden dort als gemischter Arbeitspreis angezeigt.

Mit Ausführung der Berechnung wird die Höhe des Standard-Netzentgeltes im unteren Bereich im Diagramm grafisch dargestellt. Das Diagramm stellt den Verlauf der Netzentgelte für einen Tag dar, d.h. von 0 Uhr bis 24 Uhr. Die Höhe der Netzentgelte wird in Cent/kWh angegeben. Durch Klicken auf den entsprechenden Typtag-Button wird der Verlauf im Diagramm angezeigt. Soll ein weiterer Verlauf angezeigt werden, ist der entsprechende Typtag zu wählen. Es können alle neun Typtagverläufe und der Verlauf des Standardnetzentgeltes im Diagramm visualisiert werden. Soll eine neue Auswahl an Verläufen angezeigt werden, können das Diagramm und die Ausgabefelder über den Button ‚Diagramm zurücksetzen‘ gelöscht werden und die gewünschten neuen Typtage sind zu wählen. Zusätzlich verfügt das Ausgabefeld „Übersicht“ einen Exportbutton („exp“). Darüber

können die Werte des Ausgabefeldes in eine Excel-Tabelle gespeichert werden. Dies ermöglicht weitere Untersuchungen bzw. Auswertungsmöglichkeiten.

Für eine neue Berechnung ist eine neue Netzebene und/oder eines neues Strukturgebiet und/oder neue Tariffaktoren zu wählen. Durch das Drücken des Buttons ‚Berechnen‘ werden sowohl die Werte für die Netzentgelte berechnet als auch das Diagramm zurückgesetzt.

Anhang D: Die Umsetzung des Kundenmodells für Netznutzungsentgelte

Dieser Abschnitt führt auf, welche statistischen Grundlagen und Daten für die Erstellung des Kundenmodells für Netznutzungsentgelte verwendet werden.

Anteil $c(i)$ am Stromverbrauch

Der Anteil $c(i)$ der Haushaltsanwendung am Stromverbrauch (Mittelwert aller Haushaltsgrößen) wird aufgrund der Daten der Tabelle D.2 ermittelt und in Tabelle D.1 dargestellt.

Tabelle D.1: Anteil $c(i)$ am Stromverbrauch

Kategorie	Anteil $c(i)$ am Stromverbrauch
Kochen/Backen	7,0%
Geschirrspüler (60%)	4,2%
Kühlschrank	9,8%
Gefrierschrank	4,6%
Beleuchtung	11,7%
TV, Video, HiFi	5,7%
PC, Drucker, Telefon	3,5%
Kleingeräte	7,9%
Waschmaschine	6,3%
Trockner (67%)	3,5%
Warmwasserbereitung (33%)	16,7%
Allgemeinstrom Wohnung/EFH	19,2%

Neben den Anteil der Haushaltsgeräte am Stromverbrauch bezogen auf die Haushaltsgröße werden in Tabelle D.2 auch Gewichtungsfaktoren berechnet. Die Gewichtungsfaktoren ermitteln sich aus Angaben des Statistischen Bundesamtes für den Anteil der Haushaltsgrößen und -strukturen an der Gesamtbevölkerung in Deutschland (vgl. Tabelle D.3 und Tabelle D.4). Über die Gewichtungsfaktoren wird der Anteil $c(i)$ jedes Haushaltsgerätes gewichtet, um den Mittelwert über alle Haushalte zu berechnen (siehe Tabelle D.1).

Tabelle D.2: Anteil der Haushaltsgeräte am Stromverbrauch (angelehnt an [87])

Kategorie	2PHH Wo		3PHH Wo		4PHH Wo		5PHH Wo		2PHH EFH		3+PHH EFH	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Kochen/Backen	300	8	350	8	400	8	450	8	300	6	400	6
Geschirrspüler (60%)	180	5	210	5	240	5	270	5	180	4	240	4
Kühlschrank	450	11	450	10	450	8	450	8	450	9	450	7
Gefrierschrank (60%)	210	5	210	5	210	4	210	4	210	4	210	3
Beleuchtung	500	13	600	13	700	13	800	13	500	10	700	11
TV, Video, HiFi	250	6	275	6	300	6	325	5	250	5	300	5
PC, Drucker, Telefon	150	4	175	4	200	4	225	4	150	3	200	3
Kleingeräte	350	9	375	8	400	8	425	7	350	7	400	6
Waschmaschine	250	6	350	8	450	8	550	9	250	5	450	7
Trockner (40%)	140	4	200	4	260	5	320	5	140	3	260	4
Warmwasserbereitung (33%)	667	17	933	20	1200	23	1467	24	667	13	1200	19
Allgemeinstrom Wohnung/EFH	500	13	500	11	500	9	500	8	1500	30	1500	24
Summe	3947		4628		5310		5992		4947		6310	
Gewichtungsfaktoren	0,456		0,052		0,038		0,014		0,291		0,150	

Tabelle D.3: Anteil der Haushaltsstruktur je Haushaltsgröße (eigene Berechnung und [94])

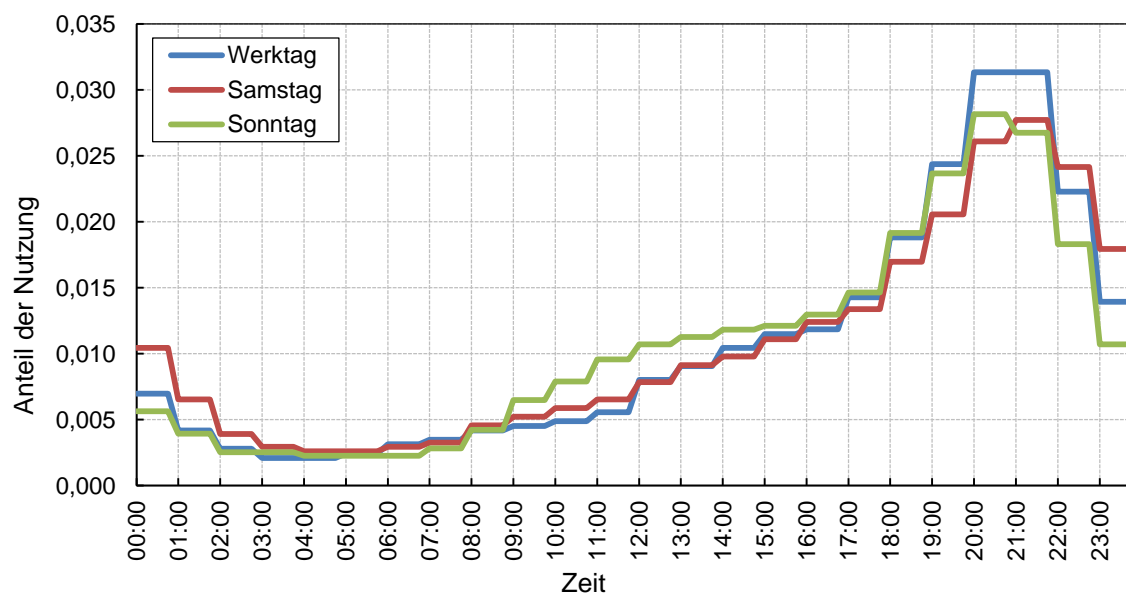
Haushaltsstruktur	Einfamilienhaus	Wohnung
Ein-/Zweipersonenhaushalt	39%	61%
Dreipersonenhaushalt und mehr	59%	41%

Tabelle D.4: Anteil der Haushaltsgrößen in Deutschland 2012 [80]

Haushaltsgröße	Absolut [Tsd. Einwohner]	prozentual
Einpersonenhaushalt	16.337	40,40%
Zweipersonenhaushalt	13.877	34,32%
Dreipersonenhaushalt	5.081	12,56%
Vierpersonenhaushalt	3.789	9,37%
Fünfpersonenhaushalt und mehr	1.355	3,35%

Nutzungsfaktor $a(t)$

Der Nutzungsfaktor $a(t)$ für die reduzierbaren Haushaltsanwendungen für die Internetnutzung und das Fernsehen ist in Abbildung D.1 und Abbildung D.2 dargestellt.

**Abbildung D.1:** Verlauf Nutzungsfaktor Fernsehen (eigene Berechnungen und [95])

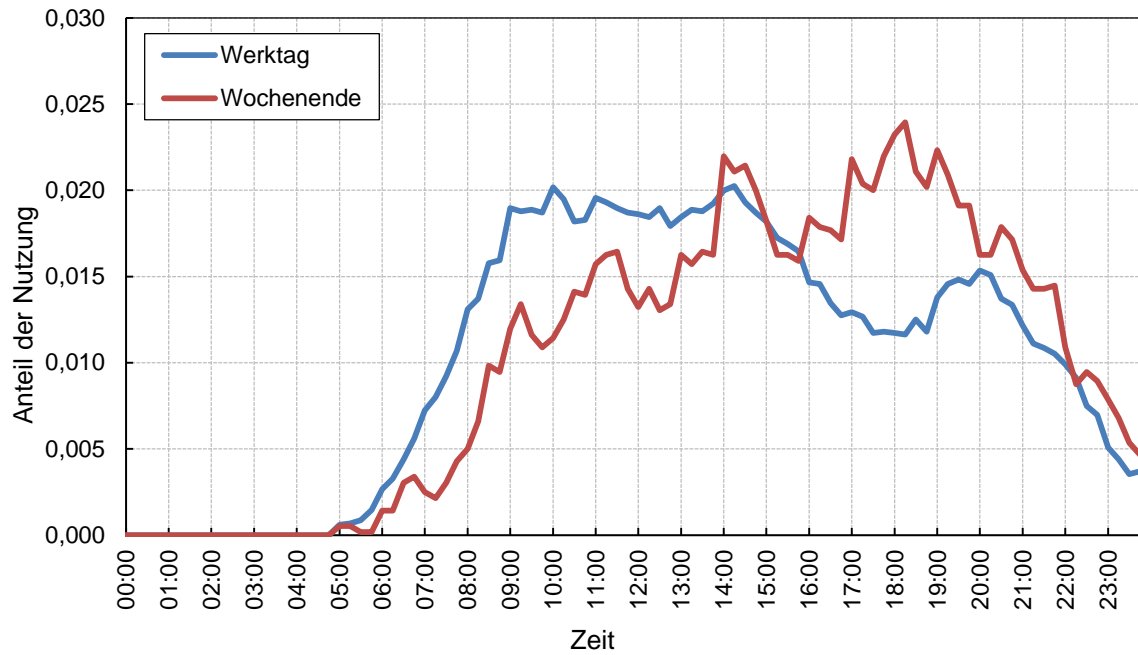


Abbildung D.2: Verlauf Nutzungsfaktor Fernsehen (eigene Berechnungen und [96])

Abbildung der Verbrauchsreduktion

Die Abbildung der Verbrauchsreduktion wird über $\epsilon_j(p)$ und $r(p)$ dargestellt (vgl. Formel 4.3 und 4.4). Die grafische Darstellung erfolgt in Abbildung D.3 und Abbildung D.4.

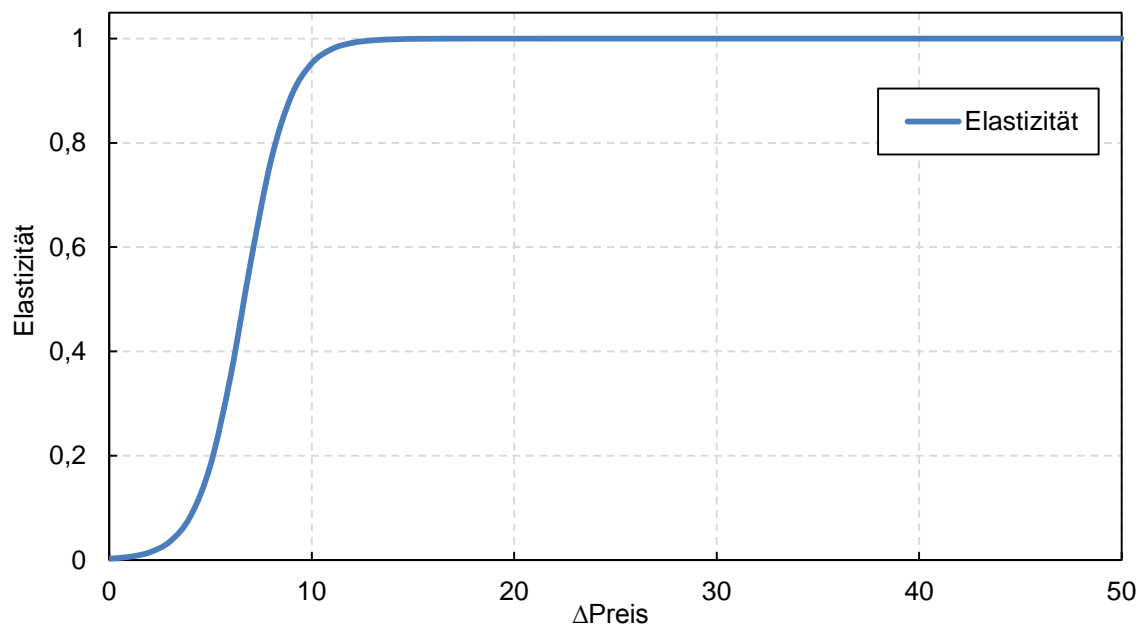


Abbildung D.3: Verlauf Trägheit der Elastizität

$\varepsilon_f(p)$ beschreibt die qualitative Reaktion auf ein Preissignal, welche zwischen 0 und 1 schwanken kann. Die Parameter für die Elastizität $\varepsilon_f(p)$ sind so gewählt, dass eine realitätsnahe Abbildung gewährleistet ist.

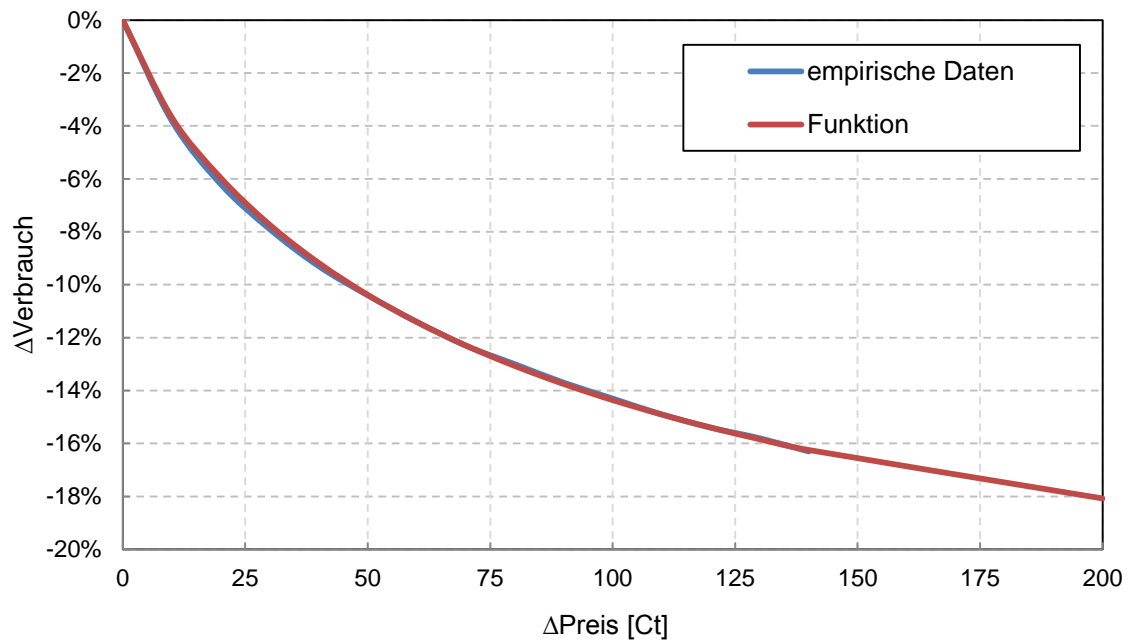
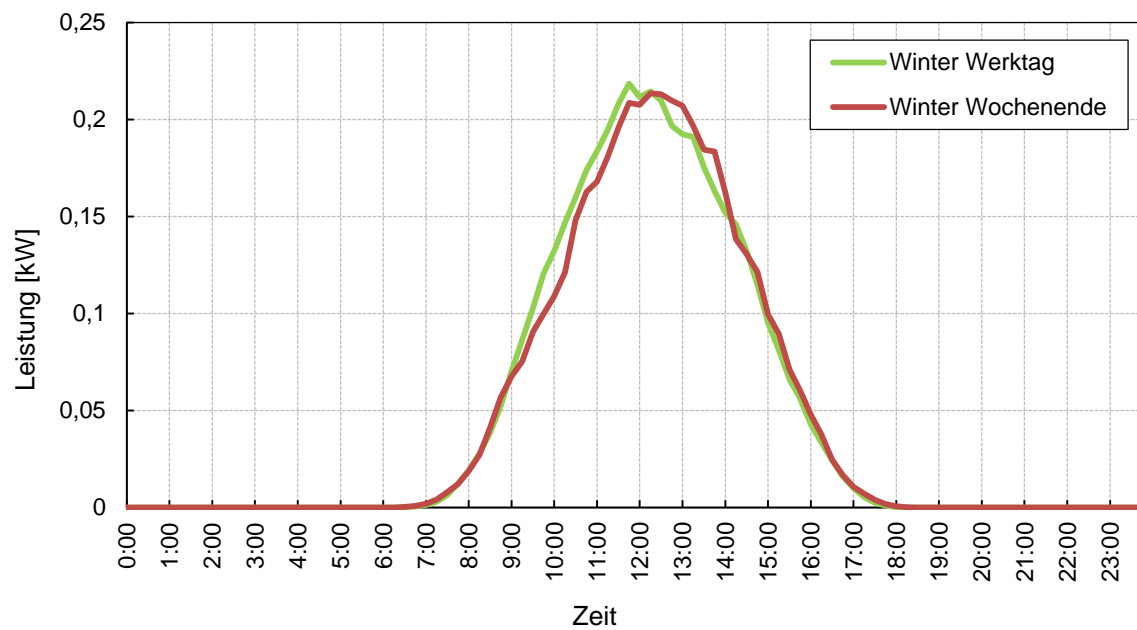
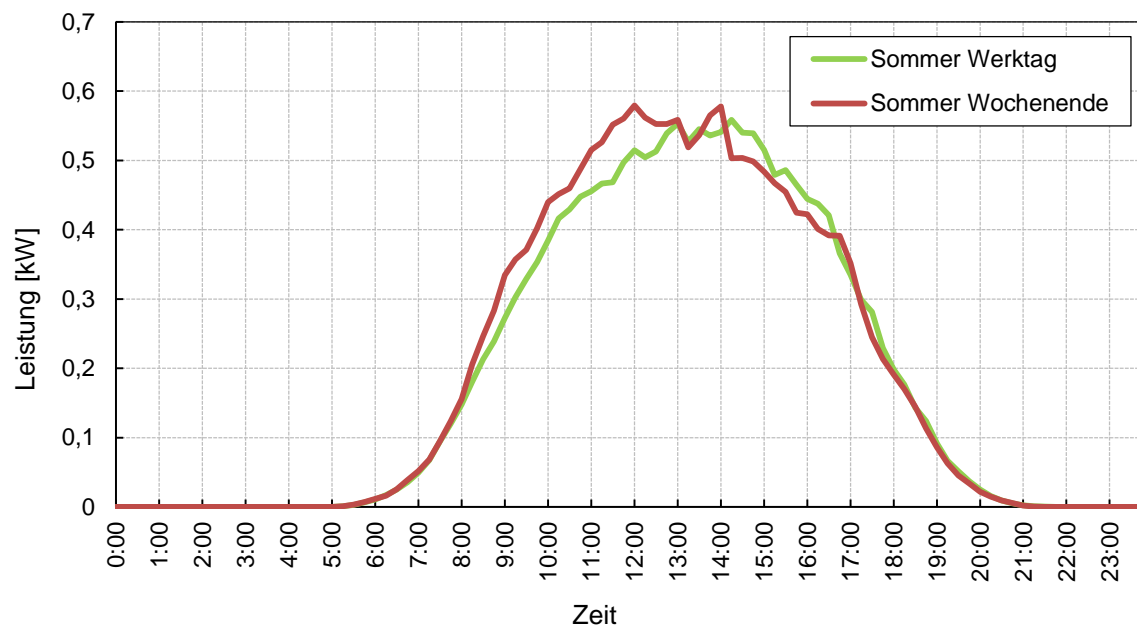


Abbildung D.4: Verlauf Preiselastizität (eigene Berechnung und [30])

$r(p)$ charakterisiert die quantitative Verbrauchsanpassung auf einen Preisanreiz. Diese Verbrauchsreduktion ist umso größer, je höher die Preisdifferenz ist. Die Kurve für $r(p)$ ergibt aus der Beschreibung empirischen Daten anhand einer Funktion.

Anhang E: Verlauf Einspeisung Photovoltaikanlagen**Abbildung E.1:** mittlerer, gewichteter Einspeiseverlauf für PV im Winter**Abbildung E.2:** mittlerer, gewichteter Einspeiseverlauf für PV im Sommer

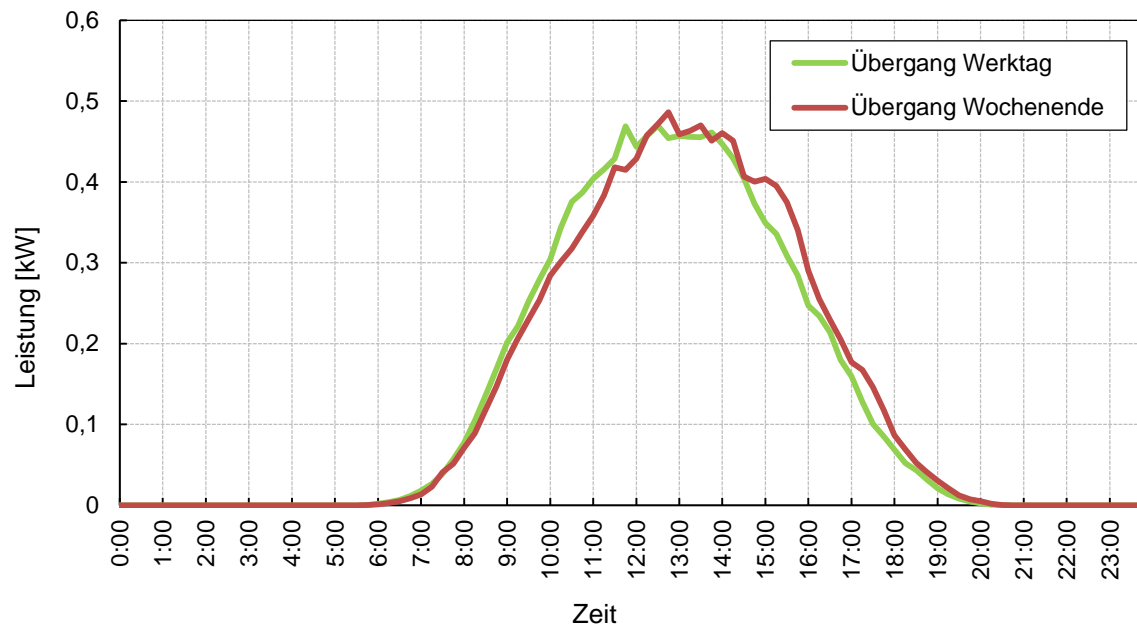
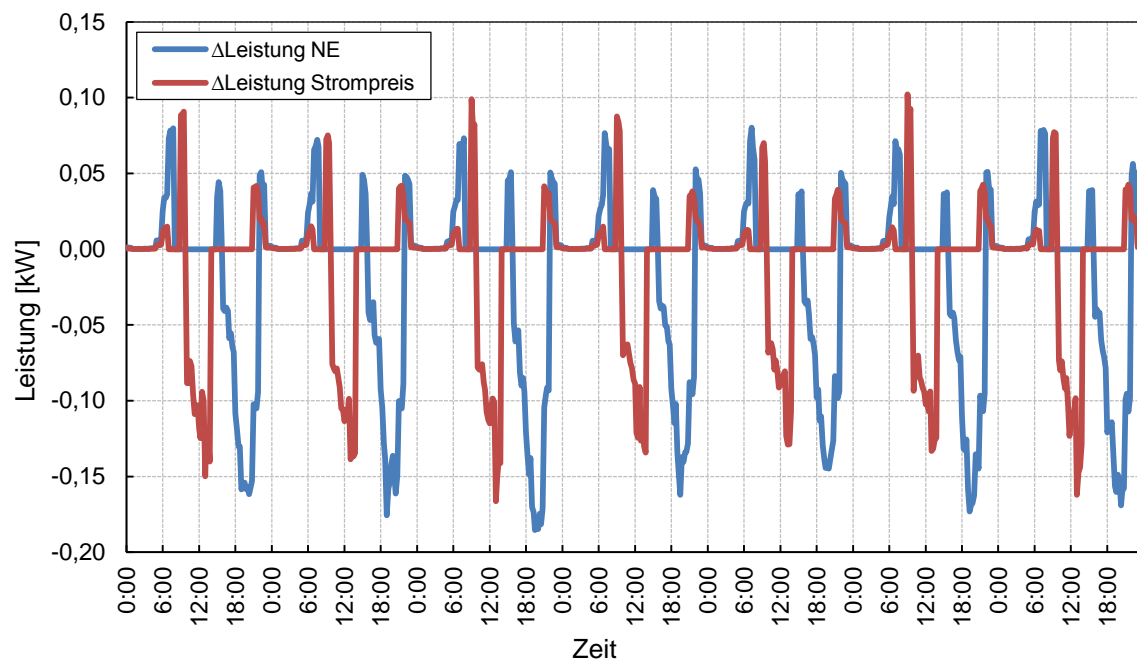
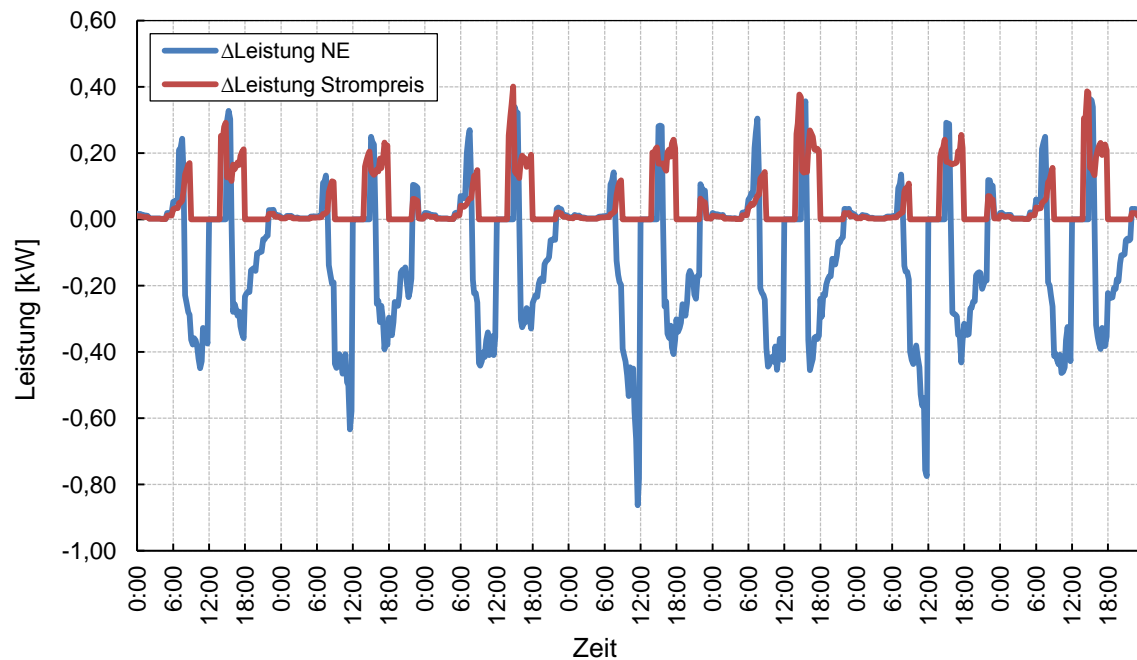


Abbildung E.3: mittlerer, gewichteter Einspeiseverlauf für PV in der Übergangszeit

Anhang F: Verlauf Leistungsänderung Stromtarif und Netzentgelte**Stromtarif und multivariable Netznutzungsentgelte****Abbildung F.1:** Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Winterwerktag**Abbildung F.2:** Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Winterwochenende

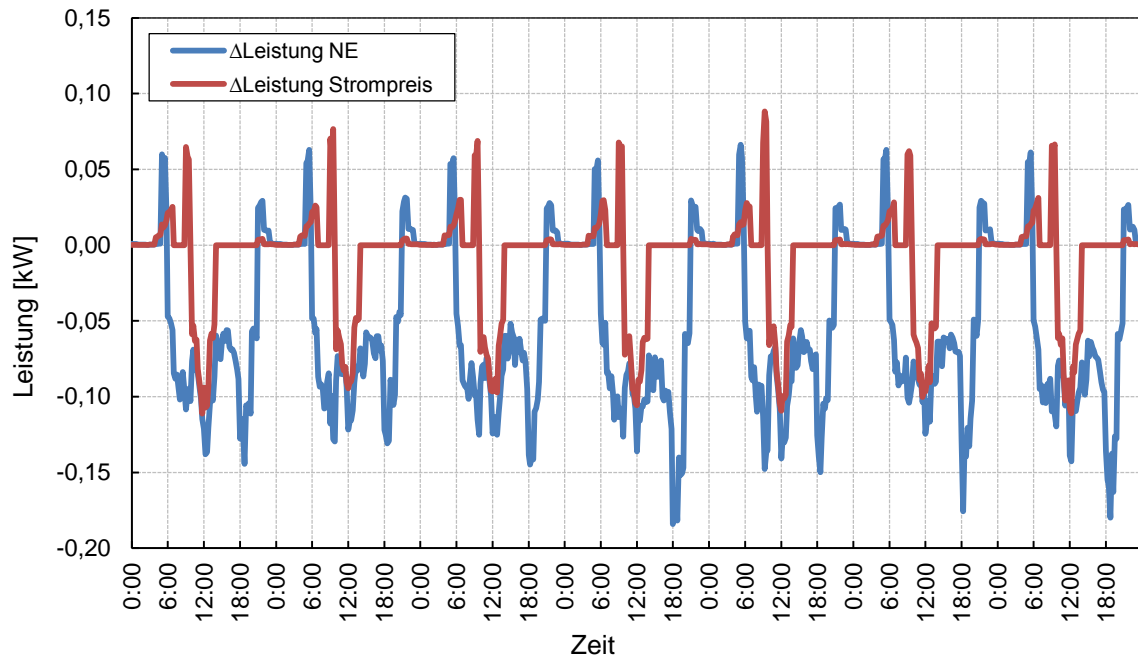


Abbildung F.3: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Sommerwerktag

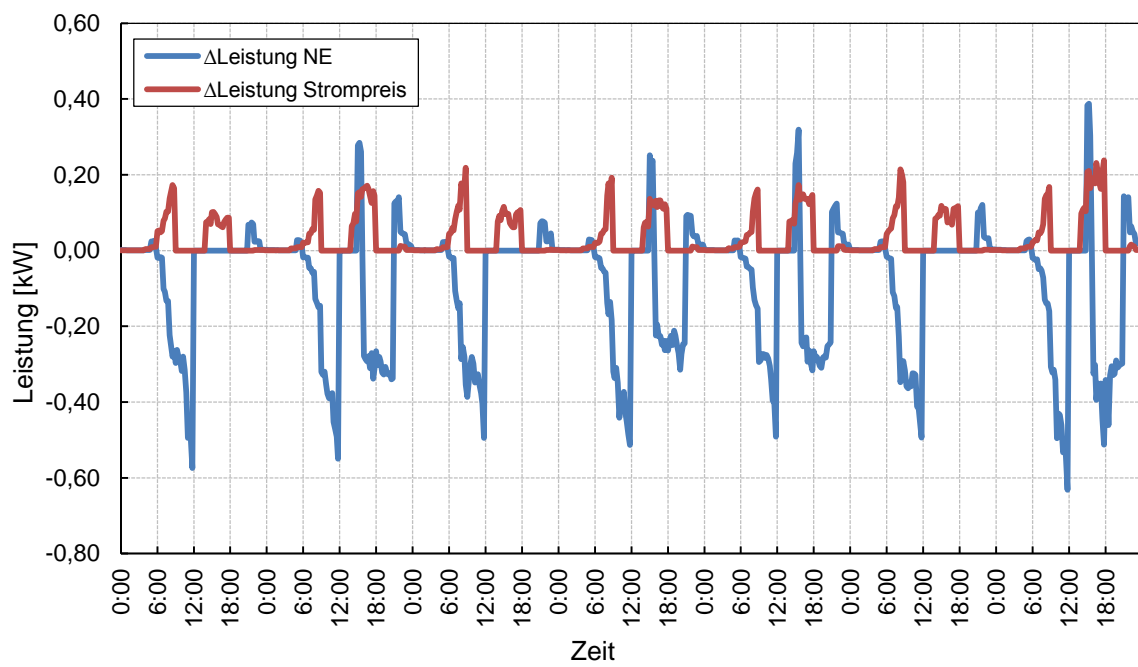


Abbildung F.4: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Sommerwochenende

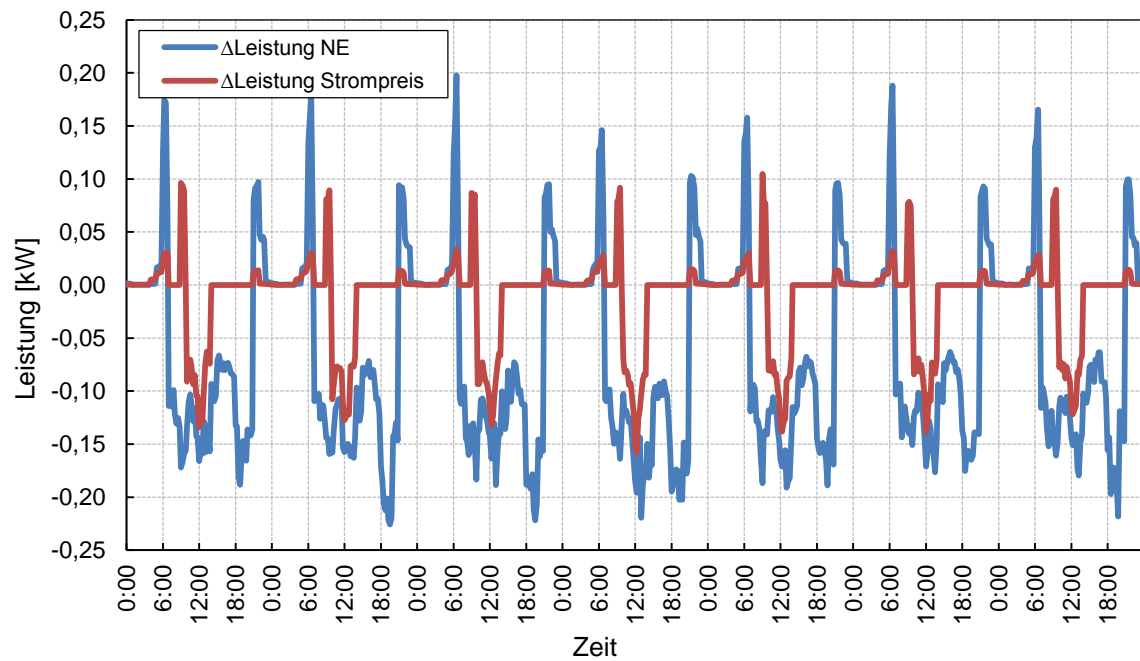


Abbildung F.5: Verlauf $\Delta\text{Leistung}$ Netzentgelte und Stromtarif Übergang Werktag

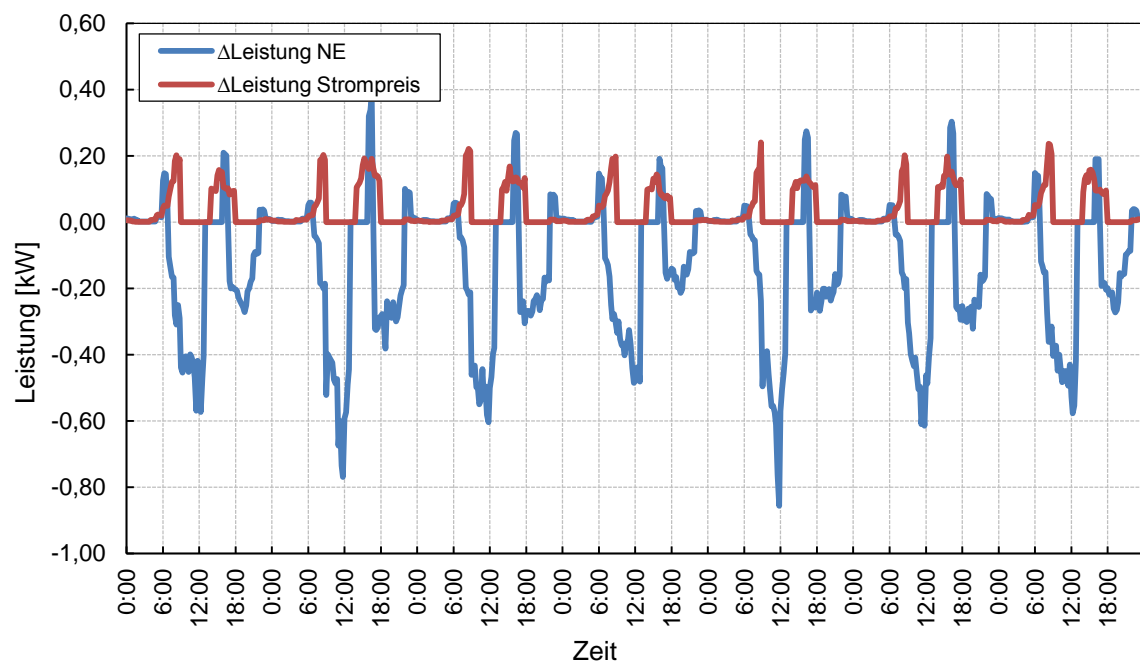
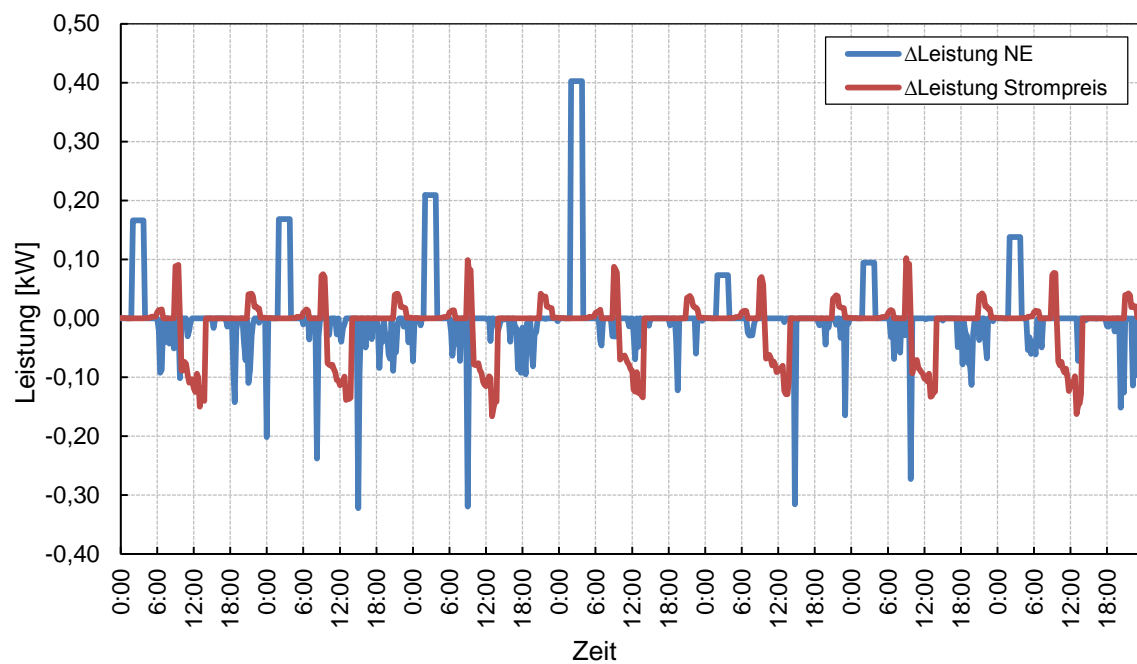
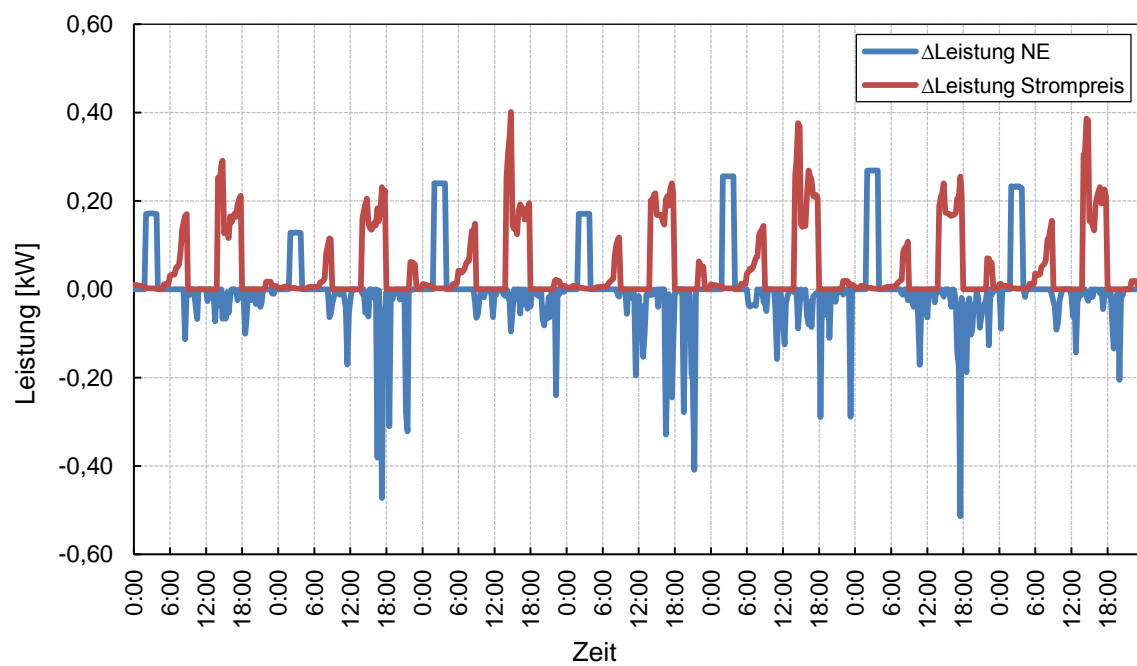


Abbildung F.6: Verlauf $\Delta\text{Leistung}$ Netzentgelte und Stromtarif Übergang Wochenende

Stromtarif und Netzentgelt-Flatrate**Abbildung F.7:** Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Winterwerktag**Abbildung F.8:** Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Winterwochenende

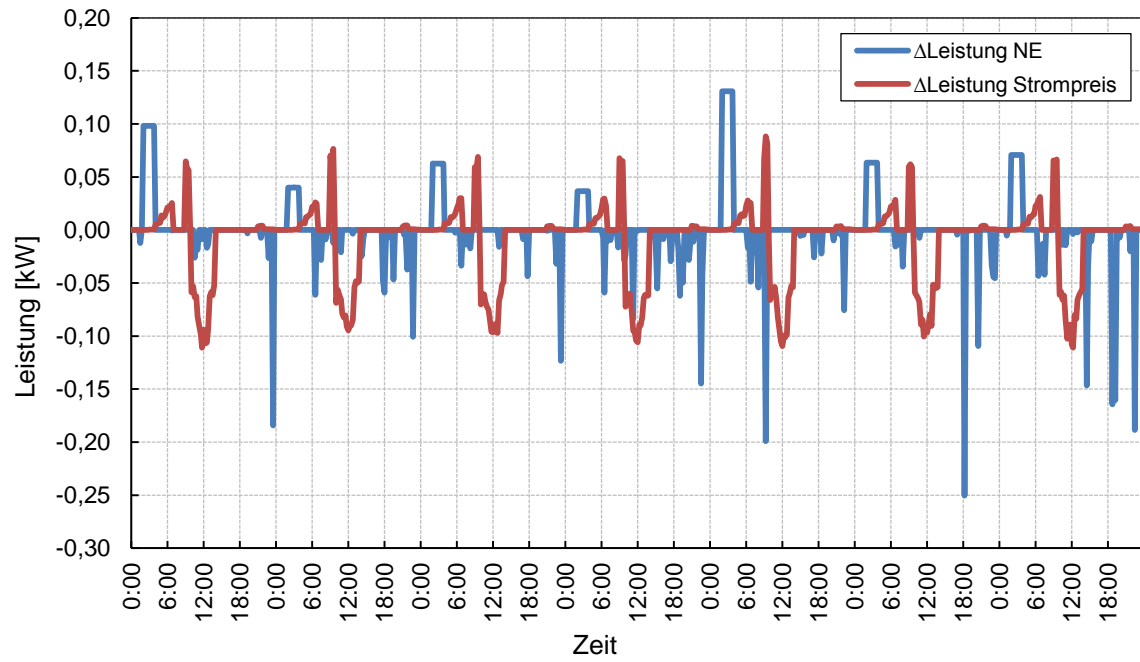


Abbildung F.9: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Sommerwerktag

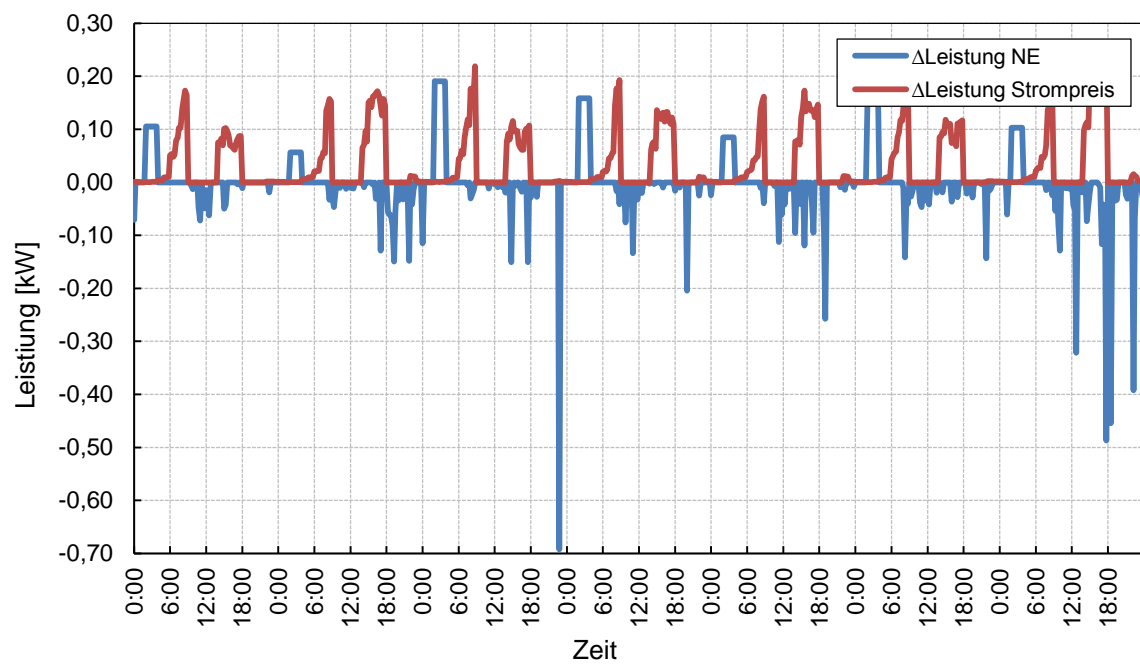


Abbildung F.10: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Sommerwochenende

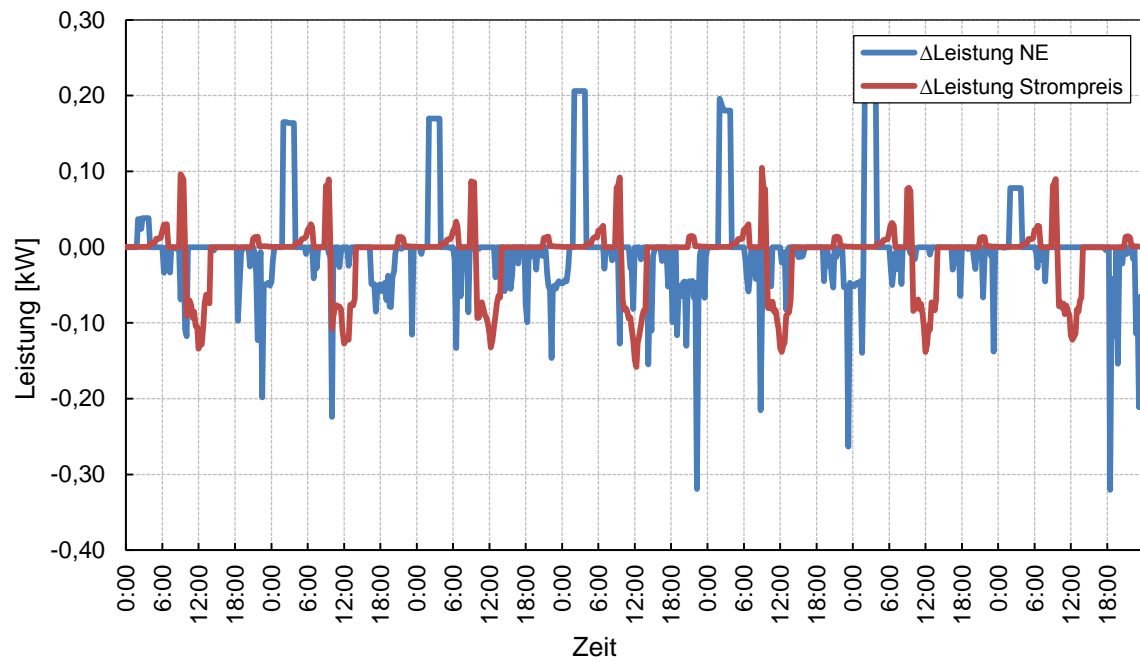


Abbildung F.11: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Übergang Werktag

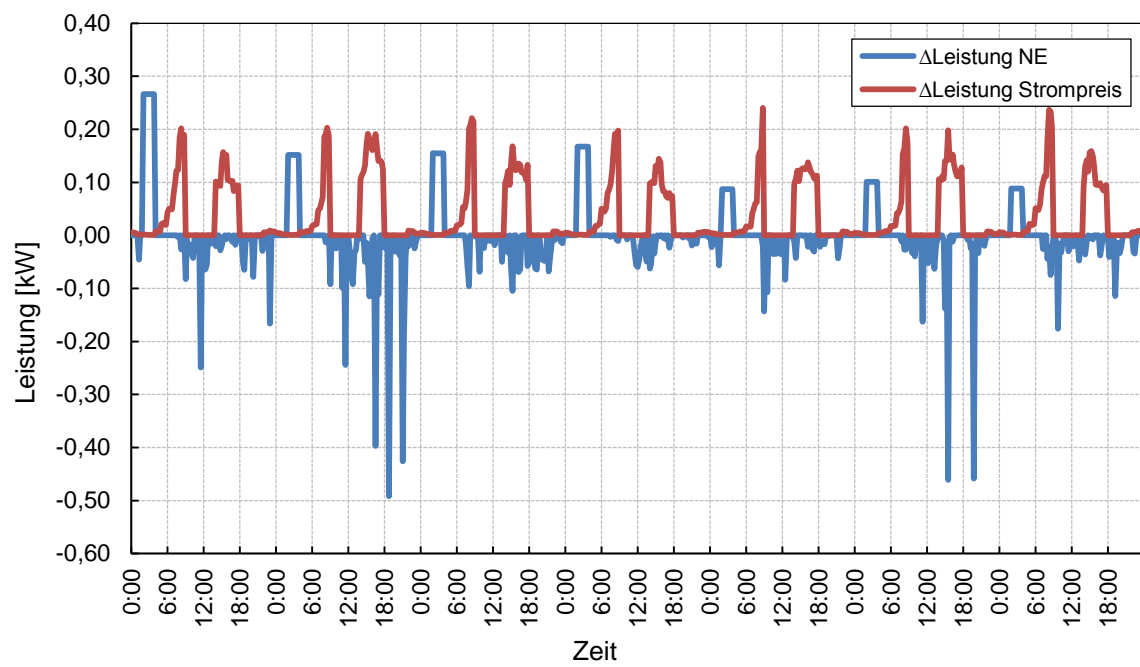
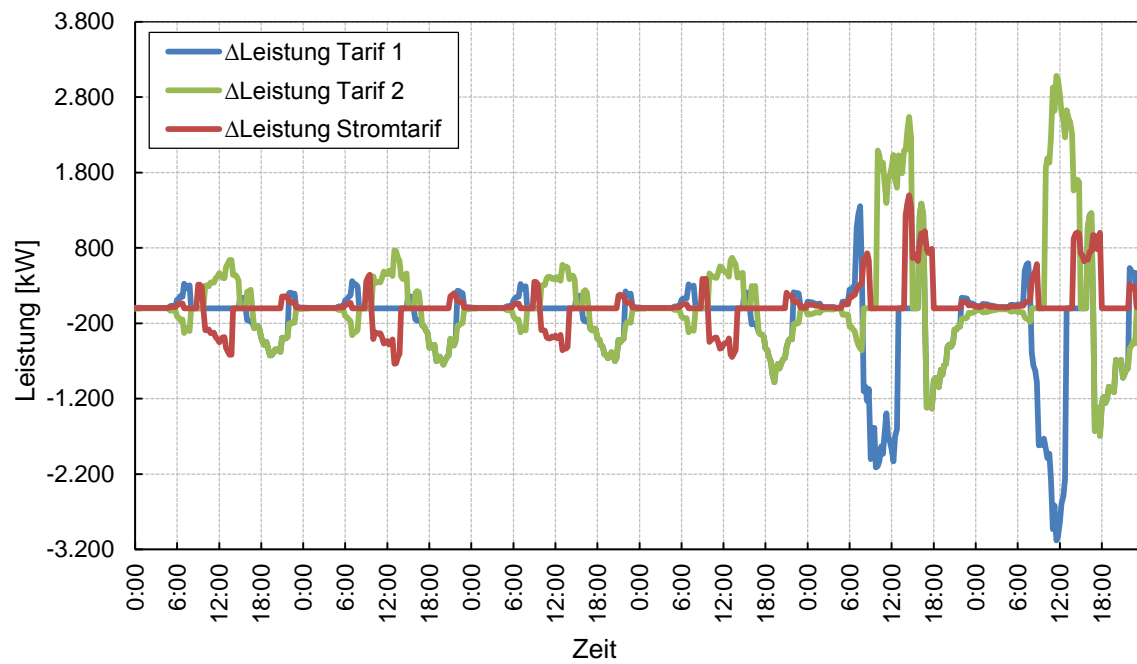
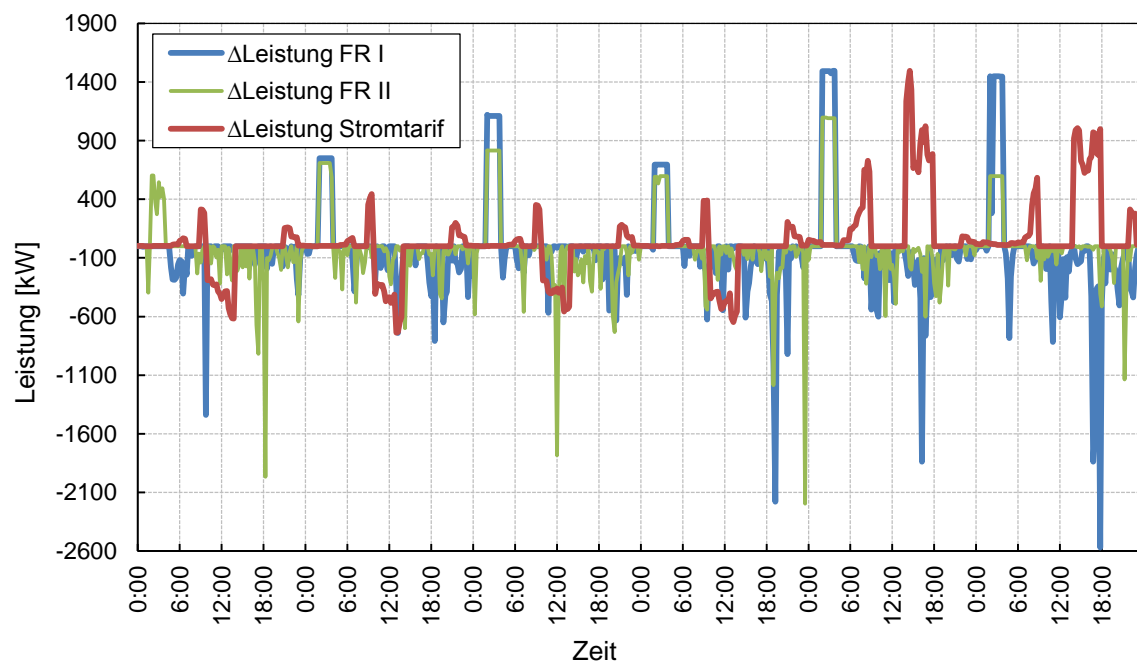


Abbildung F.12: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Übergang Wochenende

Sensitivitätsanalyse Wechselwirkung**Abbildung F.13:** beispielhafter Wochenverlauf Δ Leistung Tarif 1, Tarif 2 und Stromtarif**Abbildung F.14:** beispielhafter Wochenverlauf Δ Leistung FR I, FR II und Stromtarif

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Vorgehensmodell	12
Abbildung 1.2:	Struktur der Arbeit	17
Abbildung 2.1:	Kostenstellenzuordnung.....	22
Abbildung 2.2:	Darstellung der Gleichzeitigkeitsfunktionen (angelehnt an [6])	23
Abbildung 2.3:	Berechnungsschema Netznutzungsentgelte	24
Abbildung 2.4:	Merit-Order-Effekt.....	33
Abbildung 2.5:	Locational Pricing ohne Engpass	39
Abbildung 2.6:	Locational Pricing mit Engpass	39
Abbildung 2.7:	Explizite und implizite Auktion (angelehnt an [60])	41
Abbildung 2.8:	Market Coupling mit zwei Strommärkten	42
Abbildung 2.9:	1/4h-Leistungswerte eines Netzanschlusses (3x 25A Hauptsicherung) [25]	44
Abbildung 3.1:	Lastverlauf des Referenznetzbetreibers Juni 2011.....	54
Abbildung 3.2:	Lastfluss Referenznetzbetreiber Sommer Samstag.....	55
Abbildung 3.3:	Normierter Verlauf Referenznetzlast und Windeinspeisung	56
Abbildung 3.4:	Normierter Lastverlauf Referenznetzlast und PV-Einspeisung	57
Abbildung 3.5:	Einteilung in Wind- und PV-Zonen (eigene Darstellung angelehnt [71] [74]).....	60
Abbildung 3.6:	Integration der Orts- und Zeitvariabilität sowie Erneuerbaren Energien.....	62
Abbildung 3.7:	Lastverlauf und Einteilung der Netzentgeltstufen	63
Abbildung 3.8:	Einteilung der Flatrates	71
Abbildung 3.9:	Ablaufdiagramm Bestimmung der verfügbaren Zusatzleistung PZ.....	74
Abbildung 3.10:	Schematischer Berechnungsansatz für Netzentgelt-Flatrate	76
Abbildung 3.11:	Verlauf Entgeltstufen mittelstädtisches Gebiet (Mittelspannung)	81
Abbildung 3.12:	Verlauf Entgeltstufen großstädtisches Gebiet (Umspannung MS/NS)	83
Abbildung 3.13:	Verlauf Entgeltstufen ländliches Gebiet (Niederspannungsebene).....	84
Abbildung 4.1:	Lastverläufe eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)	96
Abbildung 4.2:	Leistungsänderung eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)	97
Abbildung 4.3:	Lastverläufe eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)	99
Abbildung 4.4:	Leistungsänderung eines Standardlastprofilkunden (01.03.2011)	99
Abbildung 4.5:	Spitzenlastreduktion multivariable Netzentgelte	103
Abbildung 4.6:	Verlauf Last- und Einspeisegänge Fallstudie (06.-12.Juni 2011)	105
Abbildung 4.7:	Korrelation Last und Einspeisung PV multivariable Netzentgelte	107

Abbildung 4.8: Spitzenlastreduktion Netzentgelt-Flatrate	109
Abbildung 4.9: Verlauf Last- und Einspeisegänge Fallstudie (06.-12.Juni 2011)	111
Abbildung 4.10: Korrelation Last und Einspeisung PV Netzentgelt-Flatrate	113
Abbildung 4.11: Vergleich der Modelle hinsichtlich der Spitzenlastreduktion	118
Abbildung 4.12: Verlauf Δ Leistung für NE und Stromtarif (07.03. bis 13.03.2011)	122
Abbildung 4.13: Verlauf Last- und Einspeisegänge Stromtarif und Tarif 2 (06.-12.Juni 2011) ...	126
Abbildung 4.14: Verlauf Δ Leistung für Flatrate und Stromtarif (07.03. bis 13.03.2011)	128
Abbildung 4.15: Verlauf Last- und Einspeisegänge Stromtarif und Flatrate (06.-12.Juni 2011) .	132
Abbildung 4.16: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und NE-Tarife	136
Abbildung 4.17: maximale Leistungsänderung über Jahresverlauf	137
Abbildung 4.18: Korrelation Last und NE-Tarife	138
Abbildung 5.1: Einführungsprozess NE-Flatrate (angelehnt an [25])	144
Abbildung D.1: Verlauf Nutzungsfaktor Fernsehen (eigene Berechnungen und [95])	171
Abbildung D.2: Verlauf Nutzungsfaktor Fernsehen (eigene Berechnungen und [96])	172
Abbildung D.3: Verlauf Trägheit der Elastizität	172
Abbildung D.4: Verlauf Preiselastizität (eigene Berechnung und [30])	173
Abbildung E.1: mittlerer, gewichteter Einspeiseverlauf für PV im Winter	174
Abbildung E.2: mittlerer, gewichteter Einspeiseverlauf für PV im Sommer	174
Abbildung E.3: mittlerer, gewichteter Einspeiseverlauf für PV in der Übergangszeit	175
Abbildung F.1: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Winterwerktag	176
Abbildung F.2: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Winterwochenende	176
Abbildung F.3: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Sommerwerktag	177
Abbildung F.4: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Sommerwochenende	177
Abbildung F.5: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Übergang Werktag	178
Abbildung F.6: Verlauf Δ Leistung Netzentgelte und Stromtarif Übergang WE	178
Abbildung F.7: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Winterwerktag	179
Abbildung F.8: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Winterwochenende	179
Abbildung F.9: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Sommerwerktag	180
Abbildung F.10: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Sommerwochenende	180
Abbildung F.11: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Übergang Werktag	181
Abbildung F.12: Verlauf Δ Leistung NE-Flatrate und Stromtarif Übergang Wochenende	181
Abbildung F.13: beispielhafter Wochenverlauf Δ Leistung Tarif 1, Tarif 2 und Stromtarif	182
Abbildung F.14: beispielhafter Wochenverlauf Δ Leistung FR I, FR II und Stromtarif	182

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Struktur der Netzentgelte ausgewählter Europäischer Länder	29
Tabelle 2.2:	Kapazitätsbeschränkung in Abhängigkeit der Hauptsicherungsgröße	43
Tabelle 2.3:	Bewertung der Bepreisungsverfahren	47
Tabelle 3.1:	Daten Netzbetreiber	49
Tabelle 3.2:	Netzebenenabhängige Daten des Referenznetzbetreibers	49
Tabelle 3.3:	Einteilung der Typtage [67]	54
Tabelle 3.4:	Mittlere Abweichung Last und EEG-Einspeisung	58
Tabelle 3.5:	Windzonen Deutschland	59
Tabelle 3.6:	Photovoltaikgebiete Deutschland.....	60
Tabelle 3.7:	Einteilung in Tarifzonen	64
Tabelle 3.8:	Gewichtungsfaktoren Kostenträgerkosten GFKTK	65
Tabelle 3.9:	Gewichtungsfaktoren Jahreshöchstlast GFJHL	65
Tabelle 3.10:	Beispiel Kostenträgerkosten (angelehnt an [64]).....	66
Tabelle 3.11:	Beispiel Jahreshöchstlast (angelehnt an [64])	66
Tabelle 3.12:	Saisonfaktoren für Zonenkombinationen.....	68
Tabelle 3.13:	Preisstufen für Zusatzleistung	73
Tabelle 3.14:	Einteilung Flatrate-Stufen Niederspannungskunden.....	77
Tabelle 3.15:	Übersicht Netzentgeltstufen am Beispiel Mittelspannungsebene	82
Tabelle 3.16:	Übersicht Netzentgeltstufen am Beispiel Umspannung MS/NS.....	83
Tabelle 3.17:	Übersicht Netzentgeltstufen am Beispiel Niederspannungsebene	84
Tabelle 3.18:	Validierungsergebnis Niederspannung DII.....	85
Tabelle 3.19:	Strukturmerkmale Referenznetzbetreiber	86
Tabelle 3.20:	Zahlenwerte Flatrate Niederspannung	86
Tabelle 3.21:	Zahlenwerte netzlastabhängiger Leistungspreis Niederspannung	87
Tabelle 3.22:	Zahlenwerte Flatrate Mittelspannung	88
Tabelle 3.23:	Zahlenwerte netzlastabhängiger Leistungspreis Mittelspannung.....	88
Tabelle 3.24:	Bewertung beider Berechnungsansätze.....	91
Tabelle 4.1:	Strukturmerkmale Netzbetreiber Fallstudie [84] [85]	92
Tabelle 4.2:	Multivariable Netznutzungsentgelte für Netzgebiet Fallstudie Niederspannung.....	95
Tabelle 4.3:	Zeitliche Abstufung der Netzentgelttarife.....	96
Tabelle 4.4:	Flatrate-Netznutzungsentgelte für Netzgebiet Fallstudie Niederspannung	98

Tabelle 4.5: Datensätze und Entnahmestelle nach Haushaltsgröße	101
Tabelle 4.6: Zeitstufen der Tarife für multivariable Netzentgelte.....	101
Tabelle 4.7: Spitzenlastreduktion multivariable Netzentgelte	102
Tabelle 4.8: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung multivariable Netzentgelte.....	104
Tabelle 4.9: Korrelation Last und Einspeisung PV multivariable Netzentgelte	106
Tabelle 4.10: Verteilung Netznutzer auf Flatrate-Stufen	108
Tabelle 4.11: Spitzenlastreduktion Netzentgelt-Flatrate	109
Tabelle 4.12: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung Netzentgelt-Flatrate	110
Tabelle 4.13: Korrelation Last und Einspeisung PV Netzentgelt-Flatrate	112
Tabelle 4.14: Zeitstufen der Tarife für multivariable Netzentgelte Tarif 1	114
Tabelle 4.15: Zeitstufen der Tarife für multivariable Netzentgelte Tarif 2.....	115
Tabelle 4.16: Leistungsstufen der Ausprägungen für Netzentgelt-Flatrate.....	115
Tabelle 4.17: Sensitivität Spitzenlastreduktion multivariable Netzentgelte	116
Tabelle 4.18: Sensitivität Spitzenlastreduktion Netzentgelt-Flatrate	117
Tabelle 4.19: Sensitivität Korrelation Last und Einspeisung PV multivariable Netzentgelte	119
Tabelle 4.20: Sensitivität Korrelation Last und Einspeisung PV Netzentgelt-Flatrate	120
Tabelle 4.21: Zeitstufen der Stromtarife für Fallstudie (angelehnt an [86])	121
Tabelle 4.22: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Referenztarif NE.....	123
Tabelle 4.23: Spitzenlastreduktion für Kombination Stromtarif und Tarif 1	124
Tabelle 4.24: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung für Stromtarif und Tarif 1	125
Tabelle 4.25: Korrelation Last und Einspeisung PV Stromtarif und Tarif 2	127
Tabelle 4.26: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Referenztarif FR	129
Tabelle 4.27: Spitzenlastreduktion für Kombination Stromtarif und Flatrate.....	130
Tabelle 4.28: Verbrauchsänderung aufgrund Lastverschiebung für Stromtarif und Flatrate.....	131
Tabelle 4.29: Korrelation Last und Einspeisung PV Stromtarif und Netzentgelt-Flatrate.....	133
Tabelle 4.30: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Tarife multivariable NE.	134
Tabelle 4.31: Korrelation der Leistungsänderungen für Stromtarif und Tarife NE-Flatrate	135
Tabelle 5.1: Rahmenbedingungen der Umsetzung der NE-Ansätze	149
Tabelle B.1: Liste der Netzbetreiber	163
Tabelle D.1: Anteil c(i) am Stromverbrauch.....	1639
Tabelle D.2: Anteil der Haushaltsgeräte am Stromverbrauch (angelehnt an [87]).....	16370
Tabelle D.3: Anteil der Haushaltsstruktur je Haushaltsgröße.....	16370
Tabelle D.4: Anteil der Haushaltsgrößen in Deutschland 2012 [80]	16371

Abkürzungen und Formelzeichen

$a(i,t)$ = zeitlicher Nutzungsfaktor der verschiebbaren Anwendung

$a(j,t)$ = zeitlicher Nutzungsfaktor der reduzierbaren Anwendung

AN = Anschlussnehmer

AP_{NS} = Arbeitspreis der Niederspannungsebene

AP_{σ} = gemischter Arbeitspreis des Netzentgeltes

ARegV = Anreizregulierungsverordnung

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V

BNetzA - Bundesnetzagentur

BSV - Bruttostrom der Bundesländer je Zone

$c(i)$ - Anteil der verschiebbaren Anwendung am gesamten Tagesstrombedarf

$c(j)$ - Anteil der reduzierbaren Anwendung am gesamten Tagesstrombedarf

CAPEX - Capital Expenditures

CO₂ - Kohlendioxid

CPP - Critical Peak Pricing

$E(t)$ - Leistungsänderung

EEG - Erneuerbare Energien Gesetz

EEX - European Energy Exchange

EFH - Einfamilienhaus

EMCC - European Market Coupling Company

EnWG - Energiewirtschaftsgesetz

EW - Einwohner

FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb

FR - Netzentgelt-Flatrate

g - Gleichzeitigkeitsgrad

$g(n)$ - mengenabhängigen Gleichzeitigkeitsfaktor

g^{∞} - Gleichzeitigkeitsgrad für eine Entnahmestelle

GF_{PV} - Gewichtungsfaktor Photovoltaik

GF_{Wind} - Gewichtungsfaktor Wind

GuD - Gas- und Dampfkraftwerk

h - Stunde

HöS - Höchstspannung

HS - Hochspannung

HT - Hochtarif

JHL - Jahreshöchstlast

JK - Jahreskosten

K_{FR} - Netzkosten Flatrate-Anteil

K_{LP} - Netzkosten Leistungspreisanteil

K_{Netz} - Netzkosten

kW - Kilowatt

kWh - Kilowattsunde

KWKG - Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

K_c - Kosten der Kostenträger

LP - Leistungspreis

LP_{NS} - Leistungspreis der Niederspannungsebene

MOK - Merit Order Kurve

MS - Mittelspannung

MT - Mitteltarif

MV - Multivariable Netznutzungsentgelte

MWh - Megawattstunde

n - Anzahl der Viertelstunden pro Zeitraum

NE - Netzentgelt

NS - Niederspannung

NT - Niedertarif

OPEX - Operational Expenditures

P - Last

p - Preisänderung

P_E - entnommene Zusatzleistung
 P_{EE} - normierte Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien
 PF - Preisfaktor
 P_{GV} - Grundversorgungslast
PHH - Personenhaushalt
 $P_{inst\ 2008}$ - installierte Leistung 2008 Deutschland
 $P_{inst\ 2020}$ - installierte Leistung 2020 Deutschland
 P_K - Netzknotenpreis
 $P_{max,\varepsilon}$ - Jahreshöchstlast
 P_R - Residuallast
 P_{Ref} - normierte Last
 P_S - Sicherheitsreserve
 P_{SA} - Spitzenlastanteil
 P_T - Gesamtkapazität des Netzes
PV - Photovoltaik
 P_Z - verfügbare Zusatzleistung
 $r(p)$ - Preiselastizität der reduzierbaren Anwendung
RLM - Registrierende Leistungsmessung
RTP - Real Time Pricing
s - Standardabweichung
 SF_{ija} - Saisonfaktor für PV-Zone i, Windzone j und Saison a
St - Standard-Netzentgelt
StromNEV - Stromnetzentgeltverordnung
 t - Benutzungsdauer
TOU - Time-Of-Use Tarif
 T_σ - Benutzungsstunden
ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber
VDEW - Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VNB - Verteilernetzbetreiber

W_o - Wohnung

W_{PV} - Summe der Jahresenergie der PV-Anlagen je Zone

W_{Wind} - Summe der Jahresenergie der WKA der Bundesländer je Zone

W_Z - netzlastabhängige Energie

$\varepsilon_i(p)$ - Elastizität der verschiebbaren Anwendung

$\varepsilon_f(p)$ - Elastizität der reduzierbaren Anwendung

Formeln

Formel 2.1	23
Formel 2.2	38
Formel 3.1	57
Formel 3.2	59
Formel 3.3	61
Formel 3.4	61
Formel 3.5	72
Formel 3.6	72
Formel 3.7	72
Formel 3.8	75
Formel 3.9	75
Formel 3.10	77
Formel 3.11	77
Formel 3.12	78
Formel 3.13	78
Formel 3.14	78
Formel 3.15	79
Formel 3.16	79
Formel 3.17	81
Formel 4.1	93
Formel 4.2	94
Formel 4.3	94
Formel 4.4	94
Formel A.1	163
Formel A.2	163

Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Für die Erstellung der Arbeit habe ich keine entgeltliche Hilfe von Vermittlungs- bzw. Beratungsdiensten (Promotionsberater oder anderer Personen) in Anspruch genommen. Niemand hat von mir unmittelbar oder mittelbar geldwerte Leistungen für Arbeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Dissertation stehen.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer Prüfungsbehörde vorgelegt.

Ich bin darauf hingewiesen worden, dass die Unrichtigkeit der vorstehenden Erklärung als Täuschungsversuch bewertet wird und gemäß § 7 Abs. 10 der Promotionsordnung den Abbruch des Promotionsverfahrens zur Folge hat.

Ilmenau, den 03.02.2014

Unterschrift

Björn Illing